

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA**

Miguel Moreto

**ANÁLISE AUTOMÁTICA DE REGISTROS DIGITAIS DE  
PERTURBAÇÕES EM UNIDADES GERADORAS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Eng. Jacqueline Gisèle Rolim

Florianópolis

2011

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária  
da  
Universidade Federal de Santa Catarina

M845a Moreto, Miguel

Análise automática de registros digitais de perturbações em unidades geradoras [tese] / Miguel Moreto ; orientadora, Jacqueline Gisèle Rolim. - Florianópolis, SC, 2011.

203 p.: il., grafs., tabs.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Geradores termoeletricos - Medição. 3. Sistemas especialistas (Computação). 4. Centros de processamento de dados - Medidas de segurança. 5. Kalman, Filtragem de. I. Rolim, Jacqueline Gisele. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU 621.3

Miguel Moreto

## **ANÁLISE AUTOMÁTICA DE REGISTROS DIGITAIS DE PERTURBAÇÕES EM UNIDADES GERADORAS**

Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 13/05/2011.

---

Roberto de Souza Salgado, Ph. D.  
Coordenador do Curso

### **Banca Examinadora:**

---

Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.  
Orientadora

---

Benemar Alencar de Souza, D. Sc.

---

Arturo Suman Bretas, Ph. D.

---

Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

---

Hans Helmut Zürn, Ph. D.



## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha orientadora pela sua grande dedicação e empenho na orientação desse trabalho, realizando-a de maneira impecável. Para mim, a Jackie é um exemplo de pessoa e de professora, um modelo que buscarei seguir na minha vida acadêmica e uma amizade que carrego no peito.

Agradeço imensamente à minha esposa Juliet pelo amor, apoio incondicional e companhia em todos os momentos ao longo destes anos.

À minha família, meus pais Inês e Arcides, meus irmãos Márcia e Marcelo por sempre me incentivarem, aos meus sobrinhos Laura, Leonardo e Rafael pelos momentos de alegria e brincadeiras.

Pelos conhecimentos e dados disponibilizados agradeço a Tractebel Energia S. A. por meio dos engenheiros Fernando S. Varela e Gabriel A. de Oliveira. Da mesma forma agradeço a Reason Tecnologia S. A. pelo aprendizado obtido na etapa inicial desse trabalho durante a realização do projeto de pesquisa e desenvolvimento em conjunto com a Tractebel.

Agradeço aos colegas que tive e amigos que fiz durante o doutorado, em especial ao Fernando B. Prioste companheiro de curso desde o primeiro dia e que me ajudou em diversas ocasiões.

Agradeço também aos professores do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica pelos conhecimentos tão valiosos e a todos os servidores que possibilitam a manutenção do curso e da instituição.

Aos meus amigos de Nova Prata, RS, companheiros desde a infância, agradeço ao apoio e pelos momentos de muita diversão e descontração.

Agradeço o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).



## RESUMO

Nesta tese é apresentada uma nova metodologia para análise automática de perturbações em unidades de geração de energia. A proposta é baseada no uso de registros digitais de perturbação e de sequências de eventos, informações disponíveis nos centros de operação da das empresas do setor elétrico. Busca-se com esta proposta desenvolver uma metodologia capaz de arquivar automaticamente os registros das ocorrências que não necessitam de uma análise detalhada e fornecer uma estimativa da causa do registro nos demais casos. No âmbito dos sistemas de geração, as oscilografias são uma ferramenta fundamental para assegurar a correta operação dos geradores, principalmente de médio e grande porte. Elas constituem um registro das grandezas elétricas durante uma suposta perturbação, possibilitando que uma análise posterior possa ser feita. Com o intuito de determinar uma possível causa da perturbação e verificar a integridade dos equipamentos após a falta, o profissional analista deve fazer a conferência dos dados provenientes de todos os registradores de perturbação envolvidos, verificando além das oscilografias, a sequência de eventos dos sistemas de supervisão, visando avaliar a atuação dos dispositivos de proteção. Nesse processo, horas são despendidas na coleta e filtragem dos registros relevantes. Este problema é particularmente agravado nos casos em que a análise dos dados de várias usinas ou subestações é feita de forma centralizada. Como o tempo é crucial para a diminuição dos custos decorrentes da parada de um gerador, é evidente a necessidade de uma metodologia para dar prioridade aos casos mais importantes de forma automática. Nesta tese é proposto um sistema deste tipo dividido em duas etapas. A primeira faz uso de registros de oscilografia de longa duração, ou fasoriais, em conjunto com as sequências de eventos dos sistemas supervisórios para obter uma pré-análise da ocorrência, atuando como um filtro, arquivando as oscilografias irrelevantes e possibilitando que o analista concentre sua atenção aos casos considerados mais graves, como curtos-circuitos. São para estes casos que a segunda etapa da metodologia foi definida, utilizando os registros de forma de onda para obter uma classificação e origem da falta. Os resultados obtidos com registros reais de perturbação demonstram que tal metodologia atende aos objetivos propostos e tornam a pesquisa desenvolvida digna de contínuo aperfeiçoamento.

**Palavras-chave:** Oscilografia digital, Sistemas especialistas, Sistemas de proteção, Filtro de Kalman, Faltas.





## ABSTRACT

In this thesis a new methodology to automate the analysis of disturbance records of power generation units is proposed. It is based on information from digital fault records and sequence of events, which are both commonly available at most operation centers of electric utilities. The goal of this proposal is to develop a scheme capable of identifying the cause of a disturbance record and of automatically archiving records that do not need to be further analyzed. The analysis of disturbance records is fundamental to ensure the correct operation of medium or large power generators. These records can be viewed as snapshots of electrical quantities during the supposed perturbation, providing means to a post-disturbance analysis. In power utilities usually there is an engineer responsible for these analyses. With the objective to determinate the probable cause of the disturbance and verify the equipment's integrity after it, this engineer should check data provided by several digital fault recorders and also the sequence of events from the supervisory system to attest the protection system performance. Several occurrences may be recorded during one day at a power utility analysis center. This problem is particularly aggravated in those cases where the analyses of several power stations are centralized. Because the time spent on analyses is crucial to reduce the costs due to a generator outage, the advantages of a methodology capable of prioritizing cases automatically are evident. These are the objectives of the proposed work which is divided into two main parts. The first part uses the digital disturbance phasor record (also called long term record) in conjunction with sequence of events from supervisory systems in order to provide a pre-analysis of the occurrence. It acts as a filter, archiving the irrelevant records, so the analysts may concentrate their attention to the most important cases, for instance short-circuits. When the first phase of the analysis detects a fault, the second part of the proposed methodology is activated. It uses data from the waveform disturbance records (short term record) in order to achieve a fault classification. The results obtained using real disturbance records attest that the proposed methodology fulfills the objectives and make this research worthy of continuous refinement.

**Keywords:** Digital oscillograpy, Expert systems, Protection systems, Kalman filter, Fault.



## LISTA DE FIGURAS

1	Diagrama trifilar típico de uma unidade de geração. . . . .	30
2	Diagrama unifilar típico de proteção de um hidrogerador. . . . .	31
3	Exemplo de registro de curta duração. . . . .	37
4	Exemplo de registro fasorial. . . . .	38
5	Exemplo de registro de medição contínua. . . . .	38
6	Estrutura de uma rede de oscilografias. . . . .	39
7	Sistema de gerenciamento de dados no qual parte da metodologia proposta foi implementada. . . . .	46
8	Fluxograma da maioria das metodologias de análise automática. . . . .	49
9	Agentes inteligentes para análise de ocorrências (HOSSACK <i>et al.</i> , 2002). . . . .	62
10	Estrutura geral do sistema proposto. . . . .	68
11	Estrutura do módulo de análise do registro fasorial. . . . .	69
12	Exemplo de sinal segmentado utilizando $id_1$ . . . . .	73
13	Exemplo de sinal segmentado utilizando $id_2$ . . . . .	73
14	Exemplo de sinal segmentado utilizando $id_3$ . . . . .	74
15	Segmentação e extração de características do registro de longa duração. . . . .	75
16	Estrutura do SEOSC. . . . .	77
17	Estrutura do SESOE. . . . .	82
18	Classes de objetos e atributos que definem a base de fatos do SESOE. . . . .	83
19	Exemplo de diagrama de atuações de proteção. . . . .	84
20	Estrutura geral do MARC. . . . .	88
21	Exemplo de segmentação de um registro de curta duração. . . . .	89
22	Esquema de segmentação proposto . . . . .	95
23	Exemplos de segmentos múltiplos resultantes da escolha do valor de $\Delta_{idx}$ . . . . .	97
24	Grandezas monitoradas pelo RDP consideradas na metodologia proposta. . . . .	99
25	Esquema de extração de características proposto. . . . .	102
26	Diagrama unifilar da UTCH. . . . .	114
27	Sistema de proteção das unidades 1, 2 e 3 da UTCH. . . . .	117
28	Sistema de proteção da unidade 4 da UTCH. . . . .	118
29	Sistema de proteção dos geradores das unidades conversoras de frequência. . . . .	119

30	Sistema de proteção dos motores das unidades conversoras de frequência. ....	120
31	Diagrama de blocos do modelo de simulação. ....	123
32	Tela de plotagem de grandezas do programa desenvolvido. ...	126
33	Tela da análise do registro de longa duração. ....	127
34	Tela de análise em modo <i>batch</i> . ....	128
35	Tela de plotagem e análise avançada. ....	129
36	Segmentação das tensões e correntes no caso de desenergização por reversão de potência. ....	132
37	Potências ativa, reativa e aparente para o caso de desenergização por reversão de potência. ....	133
38	Segmentação das tensões no caso de energização. ....	136
39	Segmentação das tensões no caso de desligamento forçado. .	138
40	Segmentação das correntes no caso de desligamento forçado. .	139
41	Segmentação das potências no caso de desligamento forçado. .	139
42	Módulos estimados das grandezas de fase para falta fase-terra. 145	
43	Componentes de sequência estimadas para falta fase-terra. ...	146
44	Módulos estimados das grandezas de fase para falta bifásica-terra. ....	149
45	Componentes de sequência estimadas para falta bifásica-terra. 150	
46	Módulos estimados das grandezas de fase para falta bifásica. .	151
47	Componentes de sequência estimadas para falta bifásica. ....	152
48	Módulo das componentes de sequência das tensões para a falta fase-terra no lado de alta tensão. ....	153
49	Módulo da componente de frequência fundamental da corrente de neutro do transformador elevador. ....	154
50	Módulo das componentes de sequência das tensões para uma falta bifásica no lado de alta tensão. ....	156
51	Módulos estimados das grandezas de fase para o caso 1. ....	159
52	Módulos estimados das grandezas de fase para o caso 1. ....	160
53	Registro das formas de onda da corrente para o caso 2. ....	162
54	Módulos estimados das grandezas de fase para o caso 1. ....	163
55	Vista em corte simplificada de uma usina hidroelétrica. ....	183
56	Vistas em corte simplificadas de usinas com turbogeradores .	184
57	Curva de capacidade típica de um hidrogerador ....	185
58	Esquema de proteção diferencial de um gerador. ....	188
59	Proteção de faltas à terra com transformador de distribuição. .	189
60	Esquemas de proteção espira-a-espira (IEEE, 1995). ....	191

61	Características de operação <i>mho</i> utilizadas na proteção contra perda de excitação. ....	192
62	Característica de operação do esquema <i>single-blinder</i> (IEEE, 1995). ....	194



## LISTA DE TABELAS

1	Ações das funções de proteção. ....	33
2	Grandezas de unidades geradoras tipicamente monitoradas pelos RDPs. ....	34
3	Exemplo de sequência de eventos. ....	44
4	Bibliografia de análise de oscilografias. Métodos de extração de características versus tomada de decisão. ....	58
5	Bibliografia de análise de oscilografias conforme método de segmentação empregado. ....	59
6	Conjunto de características extraídas do registro fasorial. ....	76
7	Fatos de entrada. ....	77
8	Regras de classificação de características. ....	78
9	Fato de Característica. ....	79
10	Regras de correlação de características. ....	80
11	Descrição dos atributos das classes de objetos do SESOE. ....	84
12	Descrição das regras SESOE. ....	85
13	Regras SESOE. ....	86
14	Regras do SEUNI. ....	87
15	Conteúdo dos fatos da base de conhecimento do SEARC. ....	103
16	Premissas das regras de detecção de falta. ....	104
17	Premissas das regras de classificação de ocorrências normais. ....	105
18	Premissas das regras de classificação de ocorrências de falta. ....	108
19	Premissas das regras de identificação das fases envolvidas. ....	109
20	Premissas das regras de correlação de segmentos. ....	110
21	Grandezas monitoradas pelo RDP 50Hz da UTCH. ....	115
22	Grandezas monitoradas pelo RDP 60Hz da UTCH. ....	116
23	Funções de proteção das unidades geradoras. ....	116
24	Funções de proteção dos geradores das unidades de conversão de frequência. ....	120
25	Funções de proteção dos motores das unidades de conversão de frequência. ....	121
26	Resultado da extração de características para o caso de desenergização por reversão de potência. ....	133
27	Sequência de eventos selecionada para o caso de desenergização por reversão de potência. ....	134
28	Resultado da extração de características para o caso de energização. ....	136
29	Sequência de eventos selecionada para o caso de energização. ....	137

30	Resultado da extração de características para o caso de desligamento forçado. ....	140
31	Sequência de eventos selecionada para o caso de desligamento forçado. ....	141
32	Resultados da aplicação do MARF a um conjunto de registros de ocorrências reais. ....	142
33	Resultado da extração de características para simulação de falta fase-terra no terminal do gerador. ....	147
34	Resultado da extração de características para simulação de falta fase-fase-terra no terminal do gerador. ....	148
35	Resultado da extração de características para simulação de falta fase-fase no terminal do gerador. ....	153
36	Resultados da extração de características para uma falta fase-terra no lado de alta tensão. ....	154
37	Resultados da extração de características para uma falta bifásica no lado de alta tensão. ....	156
38	Resultados da extração de características para o estudo de caso 1. ....	161
39	Resultados da extração de características para o estudo de caso 2. ....	164
40	Dados do gerador simulado. ....	201
41	Dados do transformador elevador simulado. ....	202
42	Dados do transformador de aterramento simulado. ....	202
43	Dados da turbina e regulador de velocidade. ....	202
44	Sistema de excitação e controle de tensão. ....	203



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmos Genéticos.
CREG	Concentrador de Registros.
EMTP	ElectroMagnetic Transients Program.
FK	Filtro de Kalman.
GPS	Sistema de Posicionamento Global.
GRNN	<i>Generalized Regression Neural Network.</i>
MARC	Módulo de Análise do Registro de Curta Duração.
MARF	Módulo de Análise do Registro Fasorial.
ONS	Operador Nacional do Sistema elétrico.
PCH	Pequena Central Hidroelétrica.
PCOM	Processadores de Comunicação.
RDP	Registrador Digital de Perturbação.
RNA	Rede Neural Artificial.
SE	Sistema Especialista.
SEARC	Sistema Especialista de Análise do Registro de Curta Duração.
SEOSC	Sistema Especialista de Análise da Oscilografia.
SESOE	Sistema Especialista de Análise da Sequência de Eventos.
SEUNI	Sistema Especialista de Diagnóstico da Unidade.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
SOE	Sequência de Eventos.
SSG	Sistema de Supervisão da Geração.
TA	Transformador de Aterramento.
TACS	Transient Analysis of Control Systems.
TC	Transformador de Corrente.
TF	Transformada de Fourier.
TP	Transformador de Potencial.
UTCH	Usina Termoelétrica de Charqueadas.
UTRs	Unidade Terminal Remota.



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>23</b>
1.1 MOTIVAÇÃO.....	24
1.1.1 Excesso de dados .....	24
1.1.2 Tempo despendido com tarefas manuais .....	25
1.1.3 Análises desnecessárias .....	26
1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO .....	27
1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO .....	28
<b>2 PROTEÇÃO E MONITORAMENTO DE UNIDADES DE GERAÇÃO.....</b>	<b>29</b>
2.1 PROTEÇÃO DE UMA UNIDADE DE GERAÇÃO TÍPICA ....	29
2.1.1 Ações da proteção .....	32
2.2 REGISTRO DE PERTURBAÇÕES .....	33
2.2.1 Registradores Digitais de Perturbação .....	35
2.2.2 Redes de Oscilografia .....	38
2.3 SISTEMA SUPERVISÓRIO E SEQUÊNCIAS DE EVENTOS ..	40
2.4 SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DA INFORMAÇÃO ....	43
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	46
<b>3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>49</b>
3.1 ANÁLISE DE OSCIOGRAFIAS.....	50
3.1.1 Diagnóstico de faltas .....	51
3.1.2 Avaliação da qualidade de energia .....	53
3.1.3 Diagnóstico de equipamentos .....	55
3.1.4 Análise do desempenho da proteção .....	56
3.1.5 Apresentação resumida das referências .....	57
3.2 ANÁLISE DE SEQUÊNCIAS DE EVENTOS.....	57
3.3 DIAGNÓSTICO INTEGRADO .....	61
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	63
<b>4 METODOLOGIA PROPOSTA .....</b>	<b>67</b>
4.1 ESTRUTURA GERAL .....	67
4.2 PRÉ-ANÁLISE: REGISTRO DE LONGA DURAÇÃO E SOE..	69
4.2.1 Segmentação .....	71
4.2.2 Extração de características .....	75
4.2.3 Sistema Especialista de Análise da Oscilografia .....	76
4.2.4 Sistema Especialista de Análise da Sequência de Eventos ..	81
4.2.5 Sistema Especialista de Análise da Unidade .....	86
4.3 ANÁLISE DE FALTA: REGISTRO DE CURTA DURAÇÃO ...	88
4.3.1 Segmentação: Introdução .....	88

<b>4.3.2 Segmentação: Formulação</b>	90
4.3.2.1 Modelo de sinal utilizado na segmentação	92
4.3.2.2 Inicialização do Filtro de Kalman	94
<b>4.3.3 Modelo de segmentação utilizando filtro de Kalman complexo estendido</b>	95
<b>4.3.4 Extração de características</b>	97
4.3.4.1 Modelo de sinal utilizado na extração de características	99
4.3.4.2 Características utilizadas	101
<b>4.3.5 Tomada de decisão</b>	101
4.3.5.1 Regras de detecção de falta	103
4.3.5.2 Regras de classificação de ocorrências normais	105
4.3.5.3 Regras de classificação de ocorrências de falta	106
4.3.5.4 Regras de identificação das fases envolvidas	108
4.3.5.5 Regras de correlação de segmentos	110
4.4 CONSIDERAÇÕES	111
<b>5 SISTEMAS TESTE E IMPLEMENTAÇÃO</b>	113
5.1 USINA TERMOELÉTRICA DE CHARQUEADAS - UTCH	113
5.1.1 Dados monitorados pelos RDPs	114
5.1.2 Sistema de proteção	115
5.2 SISTEMA SIMULADO	121
5.3 IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO	124
5.4 CONSIDERAÇÕES	130
<b>6 RESULTADOS</b>	131
6.1 MARF: ANÁLISE DO REGISTRO DE LONGA DURAÇÃO	131
6.1.1 Estudos de caso	131
6.1.1.1 Desenergização por reversão de potência	131
6.1.1.2 Energização	135
6.1.1.3 Desligamento forçado devido a falta	138
6.1.2 Validação da ferramenta	142
6.2 MARC: ANÁLISE DO REGISTRO DE CURTA DURAÇÃO	144
6.2.1 Simulação de falta	144
6.2.1.1 Falta fase-terra no terminal	144
6.2.1.2 Falta bifásica-terra no terminal	148
6.2.1.3 Falta bifásica no terminal	150
6.2.1.4 Falta fase-terra no lado de alta tensão	152
6.2.1.5 Falta bifásica no lado de alta tensão	155
6.2.1.6 Demais casos simulados	156
6.2.2 Estudos de caso usando dados de ocorrências reais	157

6.2.2.1	Caso 1: Falta à terra no lado de alta tensão do transformador elevador .....	158
6.2.2.2	Caso 2: Falta à terra no lado de alta tensão do transformador elevador .....	161
6.3	CONSIDERAÇÕES .....	164
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>167</b>
7.1	CONCLUSÕES .....	167
7.2	TRABALHOS FUTUROS .....	169
	<b>Referências bibliográficas .....</b>	<b>181</b>
	<b>Apêndice A – Tipos básicos de unidades de geração .....</b>	<b>183</b>
	<b>Apêndice B – Proteção de unidades de geração .....</b>	<b>187</b>
B.1	PROTEÇÃO DIFERENCIAL .....	187
B.2	PROTEÇÃO DE NEUTRO .....	188
B.3	PROTEÇÃO PARA 100% DO ESTATOR .....	189
B.4	PROTEÇÃO PARA FALTAS ENTRE ESPIRAS DO ESTATOR ..	190
B.5	PROTEÇÃO DO ROTOR .....	190
B.6	PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO .....	191
B.7	PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO .....	192
B.8	PROTEÇÃO CONTRA DESEQUILÍBRIO DE CARGA .....	193
B.9	PROTEÇÃO CONTRA REVERSÃO DE POTÊNCIA .....	194
B.10	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	195
	<b>Apêndice C – Informações para a Supervisão do Sistema Elétrico</b>	<b>197</b>
C.1	MEDIDAS ANALÓGICAS .....	197
C.2	SINALIZAÇÕES DE ESTADOS .....	198
	<b>Apêndice D – Dados do sistema simulado .....</b>	<b>201</b>



## 1 INTRODUÇÃO

As máquinas elétricas que constituem as unidades de geração de energia de um sistema elétrico são componentes vitais para o suprimento da demanda. As condições de operação destes componentes devem respeitar seus limites operacionais e em situações onde isto não é possível medidas preventivas (como desligamento) devem ser tomadas para não comprometer a integridade das máquinas. Devido a sua complexidade estrutural, tanto mecânica quanto elétrica, os custos e os longos períodos necessários para uma eventual manutenção fazem com que a implantação de complexos sistemas de proteção, controle e monitoramento sejam imprescindíveis para a manutenção da confiabilidade do fornecimento de energia.

O sistema de proteção monitora e avalia continuamente uma série de grandezas pertinentes a cada gerador, tais como tensão terminal nas três fases, corrente de carga nas três fases, tensão de campo, corrente de campo, etc., atuando de forma automática tão logo uma condição anormal seja detectada em alguma(s) destas grandezas. Dependendo do tipo desta condição, a atuação da proteção pode resultar tanto em um sinal de alarme para o operador quanto no desligamento dos circuitos do gerador afetado. Nos casos mais severos, uma determinada ocorrência<sup>1</sup> pode resultar no desligamento do gerador, que por sua vez, pode exercer influência no desligamento de outros equipamentos do sistema elétrico e até mesmo dar início a um *blackout*.

Para prevenir danos aos geradores, os dispositivos de proteção agem rapidamente, com tempos de atuação da ordem de milissegundos. Dependendo das proteções atuadas, é necessário realizar uma análise dos dados para se determinar quais as causas mais prováveis destas atuações. Esta inspeção pode ser feita localmente, nos painéis de proteção, ou remotamente, nos centros de operação.

Atualmente, com a evolução da tecnologia digital, a maioria das usinas de grande porte são dotadas de complexos sistemas de supervisão e controle digital, que monitoram tanto as grandezas analógicas das unidades de geração como sinais digitais. Os últimos, indicam o estado de diversos dispositivos relacionados a cada unidade de geração (inclusive das proteções) e da usina como um todo. Cada mudança de estado é registrada juntamente com uma informação temporal. Redes de comunicação digital permitem que estas informações sejam acessadas remotamente, possibilitando que um centro de operação possa monitorar e controlar diversas instalações geograficamente

---

<sup>1</sup>Ocorrência será o termo utilizado neste texto para denotar uma condição anômala de operação que foi detectada pelos dispositivos de proteção ou monitoramento de geradores.

distantes.

Os requisitos mínimos para os sistemas de supervisão e controle são definidos pelo Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) em seu Procedimento de Rede número 2.6 (ONS, 2010). Além de sistemas de supervisão, o ONS requer que os agentes de geração utilizem dispositivos para registro das grandezas analógicas nos casos em que uma ocorrência é detectada. Estes equipamentos são chamados Registradores Digitais de Perturbação (RDP)s ou oscilógrafos digitais e permitem que a ocorrência seja analisada em detalhes, tornando possível até mesmo avaliar o desempenho dos dispositivos de proteção. Os sistemas de supervisão e os RDPs serão descritos em mais detalhes nas seções 2.2 e 2.3 respectivamente.

Para cada ocorrência que cause impacto no Sistema Interligado Nacional (SIN), o agente de geração deve reportar ao ONS uma série de informações relativas aos equipamentos envolvidos, com o objetivo de dar subsídio a uma análise em que busca-se identificar a causa e a origem do problema (ONS, 2002b). Estas informações são apresentadas ao ONS em forma de relatório, conforme o Procedimento de Rede 22 (ONS, 2002a), contendo diversos dados, inclusive dos sistemas supervisórios e dos RDPs.

Nesta tese se propõe uma metodologia para análise automática dos registros de oscilografia, de modo a auxiliar o especialista responsável, sugerindo possíveis causas para a ocorrência e priorizando sua atenção aos casos mais severos, como o desligamento não programado de uma unidade de geração, por exemplo. Os motivos para o desenvolvimento deste sistema são apresentados na seção seguinte.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

### 1.1.1 Excesso de dados

Os modernos equipamentos microprocessados utilizados em usinas de geração atualmente, tais como relés de proteção, RDPs e sistemas supervisórios permitem que seus dados sejam acessíveis remotamente. Considerando uma empresa que possui várias usinas em diferentes localidades, essa tecnologia permite o acompanhamento e registro centralizado dos dados de todas as usinas. Apesar dessa prática possibilitar análises mais precisas das condições de operação das unidades, os profissionais responsáveis pela análise dos dados têm dificuldade em lidar com o excesso de informação.

Um dos motivos para a proposta desta tese é a elevada quantidade de



informação que deve ser verificada pelo analista. Quando se trata de análise de oscilografias o problema se torna evidente em função dos seguintes fatores:

- Nas usinas que possuem mais de um RDP, estes estão conectados de modo que o disparo de um equipamento resulta automaticamente no disparo dos demais. Portanto, uma mesma ocorrência pode gerar vários registros.
- Em cada ocorrência, dezenas de grandezas são registradas por cada RDP.
- Normalmente são gerados dois tipos de registro: curta duração e longa duração, os quais devem ser analisados separadamente.
- Atualmente, a análise dos registros oscilográficos é concentrada em um único local das empresas de geração, as quais normalmente possuem várias usinas.

Desta forma, a quantidade de registros oscilográficos que devem ser analisados diariamente pode ser da ordem de dezenas. Somado a isto está o fato de que para algumas ocorrências se faz necessária a elaboração de um relatório interno da empresa ou um relatório de perturbação a ser submetido ao Operador Nacional do Sistema elétrico, conforme mencionado anteriormente (ONS, 2002a). Nesse relatório também é comum a inclusão da tabela de sequência de eventos obtida a partir do sistema supervisorio de cada usina, o que aumenta ainda mais a quantidade de dados a ser manipulada. Cabe ao analista coletar estas informações e elaborar os relatórios de perturbação.

### 1.1.2 Tempo despendido com tarefas manuais

Para analisar as oscilografias e elaborar os relatórios, o analista deve executar algumas tarefas que em geral são manuais, representando um desperdício de tempo durante o processo de análise de oscilografias. Essas tarefas são resumidas a seguir:

- Verificar a existência de novos registros oscilográficos no sistema de gerenciamento de oscilografias.
- Verificar se existem outros registros, como de outros RDPs na mesma usina, relacionados com a ocorrência sob análise.

- Dentre as dezenas de grandezas monitoradas pelos RDPs envolvidos, selecionar quais estão relacionadas com a perturbação.
- Quando necessário, buscar informações do sistema supervisório da usina em questão para correlacionar com os dados das oscilografias.
- Exportar dados para elaboração do relatório de pré-análise.

### **1.1.3 Análises desnecessárias**

Os registradores digitais de perturbação instalados na usina funcionam paralelamente ao sistema de proteção e supervisão. Ou seja, o funcionamento dos RDPs não é influenciado por nenhum destes sistemas. Com isso, mesmo que todas as unidades de geração da usina se encontrem paradas, os RDPs permanecerão ativos e registrando os dados caso seja disparado. Com este caráter independente, os RDPs podem ser utilizados para fornecer subsídios para análises dos sistemas de proteção em si e não somente dos geradores.

No entanto, o fato da atuação dos RDPs ser independente do restante dos sistemas da usina pode ocasionar o registro de oscilografias irrelevantes que não necessitariam de análise. A seguir, são listadas as causas de alguns destes registros:

- Manutenção de uma determinada unidade de geração: Durante a manutenção em um determinado gerador, o manuseio da fiação nos painéis de medição e proteção pode ocasionar disparos acidentais do(s) RDP(s).
- Testes nos sistemas de proteção: Durante as manutenções dos sistemas de proteção, são realizados testes em que os dispositivos de proteção são forçados a atuar. Estas atuações podem disparar os RDPs caso o estado digital do dispositivo de proteção em teste seja monitorado por algum RDP. Como nos períodos de manutenção os geradores são desligados, a oscilografia resultante mostrará todas as grandezas analógicas com valor nulo.
- Chaveamentos normais: Algumas operações de chaveamentos em circuitos próximos aos geradores, como transferências de barras na subestação da usina podem ocasionar transitórios que são detectados pelos RDPs mas que não exercem influência nos geradores.

- Desenergização de unidades: Procedimentos de parada de unidades de geração também podem ocasionar o disparo do(s) RDP(s) da usina. O disparo ocorre comumente em função da redução da tensão do gerador no momento em que é desligado. Além disto, em algumas unidades de geração, o desligamento pode se dar através da atuação proposital de uma determinada função de proteção, que se estiver conectada a uma entrada digital do RDP provocará seu disparo (FENNEL *et al.*, 1998).
- Energização de unidades: Durante a sincronização e tomada de carga de uma unidade de geração, transitórios normais decorrentes deste processo podem provocar o disparo do RDP.

Em uma grande empresa de geração, quando a análise é centralizada na sua sede, o analista de oscilografias pode não saber *a priori* quando uma determinada usina está ou não em manutenção. Ou seja, de qualquer forma os arquivos de oscilografias devem ser verificados apenas para confirmar se o registro é irrelevante. Nestes casos, não há necessidade de elaboração de um relatório de perturbação.

## 1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Diante dos problemas apresentados na seção anterior, pode-se listar os objetivos a serem alcançados nesta pesquisa:

- Desenvolvimento de uma nova metodologia para análise automática de ocorrências voltada para aplicação em usinas de geração de energia elétrica, considerando dados de oscilografia e sequências de eventos.
- Redução das tarefas braçais do analista, priorizando os registros de acordo com um grau de significância de modo que a atenção do analista possa se voltar para os casos mais importantes. Através da sugestão de possíveis diagnósticos para cada novo registro, o analista pode utilizar seu tempo efetivamente com as análises mais críticas como desligamentos forçados (com atuação da proteção) de unidades de geração.
- Diminuição do tempo despendido atualmente em cada análise, agilizando o processo de montagem do relatório de perturbações nos

casos em que tal documento seja necessário. Através da redução do tempo de análise pode-se reduzir os custos devidos a indisponibilidade de um determinado gerador.

Com estes objetivos, almejam-se as seguintes contribuições da tese para o estado da arte:

Desenvolvimento de uma metodologia em dois níveis de análise automática de ocorrências em unidades de geração de energia, combinando dados de oscilografias e sequências de eventos. No primeiro nível se realiza uma análise dos registros fasoriais de oscilografia e da sequência de eventos do sistema supervisorio. O propósito é filtrar as ocorrências, classificando-as e indicando aquelas que devem ter prioridade de análise. No segundo nível se busca analisar os registros de curta duração para se determinar o tipo de distúrbio que causou o desligamento do gerador e indicando a possível origem do mesmo (interna ou externa à unidade). Em ambos os níveis da metodologia serão combinadas técnicas de processamento digital de sinais e sistemas especialistas.

### 1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento foi organizado da seguinte forma: inicialmente, no Capítulo 2 serão apresentados alguns aspectos gerais sobre proteção de unidades de geração bem como serão expostos os principais sistemas de monitoramento existentes em usinas, os quais fornecem os dados utilizados pela metodologia proposta. O Capítulo 3 descreve a revisão bibliográfica. O sistema proposto é apresentado no Capítulo 4 seguido de uma descrição da usina piloto, do sistema de simulação utilizado e da implementação do sistema, no Capítulo 5. Os resultados obtidos utilizando-se dados reais e de simulação são discutidos no Capítulo 6. Por fim, no Capítulo 7 são expostas as conclusões do trabalho, juntamente com as propostas de trabalhos futuros.

## 2 PROTEÇÃO E MONITORAMENTO DE UNIDADES DE GERAÇÃO

Neste capítulo serão apresentadas informações gerais sobre unidades de geração de energia elétrica e detalhes sobre registros oscilográficos, além de uma arquitetura típica de um sistema de coleta e gerenciamento deste tipo de informação. Estes sistemas permitem a integração de diversos RDPs em uma rede de comunicação e constituem a base da metodologia proposta de análise automática. Na última parte do capítulo será discutida uma das funções dos sistemas de supervisão e controle utilizados em usinas, que é o sequenciamento de eventos.

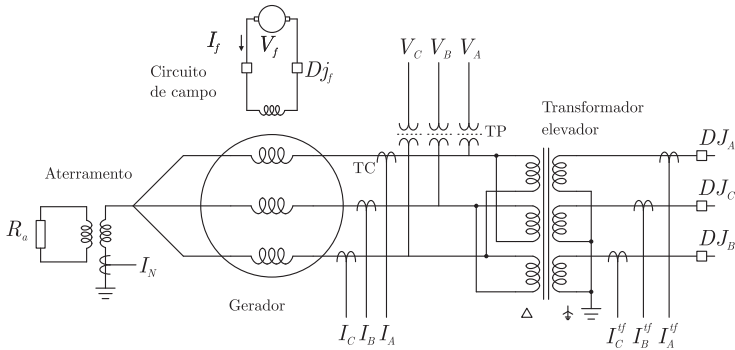
O uso destas duas fontes de dados permite um diagnóstico completo das ocorrências nas unidades de geração, possibilitando também a avaliação do desempenho do sistema de proteção.

### 2.1 PROTEÇÃO DE UMA UNIDADE DE GERAÇÃO TÍPICA

A maioria das unidades de geração que fazem parte do Sistema Interligado Nacional são classificadas em dois tipos: Hidrogeradores e turbogeradores. Para uma descrição detalhada destes dois tipos de unidades pode ser consultado o Apêndice A.

Independente do tipo, os geradores têm o esquema elétrico básico apresentado na Figura 1. Nesta Figura é representado um gerador síncrono trifásico com neutro aterrado através de transformador. Este esquema permite que a impedância de aterramento possa ser ajustada através da resistência conectada no secundário do transformador de aterramento (este, em geral é um transformador de distribuição). Esta configuração de aterramento é a mais comum em usinas de médio e grande porte a fim de reduzir as correntes de curto circuito.

Juntamente com o gerador, a Figura 1 apresenta o transformador elevador, o qual é considerado parte da unidade de geração, já que algumas proteções são compartilhadas entre este elemento e o gerador (proteção diferencial da unidade, por exemplo). Neste exemplo o gerador possui ligação do tipo estrela, enquanto o primário do transformador elevador é ligado em delta. Os transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TCs) representam os pontos de medição típicos utilizados pelos sistemas de proteção, supervisão e oscilografia. Os disjuntores principais da unidade são denominados  $DJ_A$ ,  $DJ_B$  e  $DJ_C$  enquanto  $Dj_f$  é o disjuntor do sistema de



**Figura 1: Diagrama trifilar típico de uma unidade de geração.**

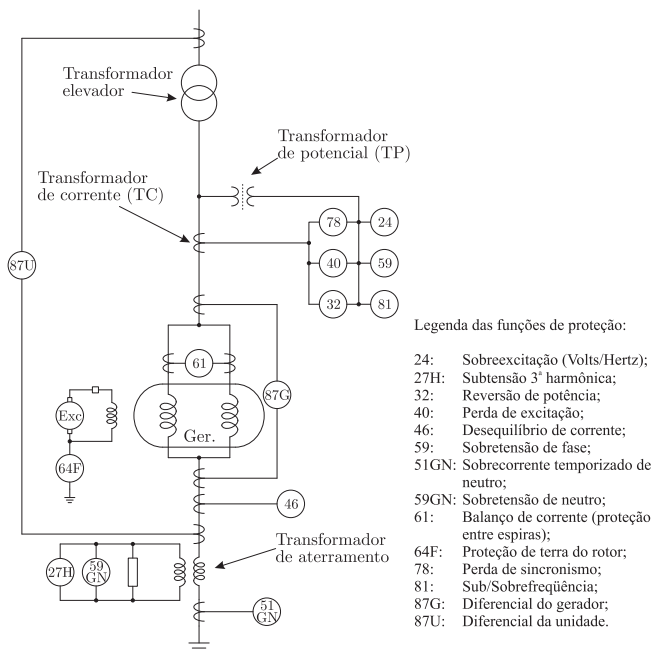
excitação.

Os geradores síncronos são elementos complexos, principalmente por possuírem uma elevada massa girante no rotor. Com isso, a energia cinética rotacional acumulada pode provocar danos permanentes no gerador caso não haja uma correta atuação do sistema de proteção na ocorrência de faltas elétricas ou falhas operativas. No que diz respeito a faltas elétricas, estas podem ser de origem interna ou externa à máquina (REIMERT, 2006). Faltas internas normalmente são curtos-circuitos ocasionados pela perda de isolamento nos enrolamentos do estator devido a sobretensões e superaquecimento. A corrente de falta resultante pode circular através das lâminas do núcleo magnético (terra) ou nas demais fases do enrolamento. Já as faltas ditas externas são originadas em pontos próximos do sistema elétrico ao qual o gerador está conectado, como em equipamentos de subestações ou linhas de transmissão localizadas nas proximidades da usina (IEEE, 1995). Além das faltas, um gerador pode estar sujeito a transitórios eletromagnéticos devidos a manobras em linhas de transmissão, problemas de estabilidade no sistema, sobretensões, dentre outros.

O sistema de proteção da unidade de geração, além de proteger o gerador contra danos decorrentes de curtos-circuitos, deve evitar que a máquina síncrona se mantenha operando sob condições danosas, como perda de sincronismo com o sistema, perda de excitação, desequilíbrio de carga, dentre outras. Estas condições podem ocorrer em função de falhas nos sistemas de controle dos geradores ou até mesmo devido a erros humanos durante a sua operação.

Um diagrama típico de um sistema de proteção de unidades de geração

é apresentado na Figura 2, obtida a partir da Figura 18.19 de Anderson (1999, p. 741). Nesta figura, o gerador possui ligação em Y e é aterrado através de um transformador de aterramento, conectado no neutro. Esta configuração, por ser bastante usual, será considerada nesta tese.



**Figura 2: Diagrama unifilar típico de proteção de um hidrogerador.**

Na Figura 2 cada função de proteção foi representada separadamente. Atualmente, os dispositivos de proteção de geradores são equipamentos digitais programáveis, sendo comum a concentração de todas as funções de proteção relevantes em um único relé multifuncional, o qual normalmente é acompanhado de outra unidade redundante para retaguarda. Uma descrição das principais funções de proteção apresentadas na Figura 2 é apresentada no apêndice B.

### 2.1.1 Ações da proteção

As ações tomadas por cada função de proteção vão depender da filosofia de proteção adotada na usina. Esta filosofia define quais as proteções que, uma vez atuadas, resultam no desligamento ou bloqueio dos disjuntores da unidade, quais acionam alarmes para o operador da usina e quais têm outras consequências, como por exemplo, acionamento de válvulas de fechamento de turbinas.

As saídas dos relés digitais multifuncionais, normalmente não possuem capacidade para acionar os dispositivos que devem ser controlados (disjuntores e válvulas, por exemplo). Para esta função são utilizados relés auxiliares, que em geral são elementos eletromecânicos com diversos conjuntos de contatos com capacidade de carga suficiente para atuar nos dispositivos necessários. O uso de relés auxiliares possibilita a criação de diferentes modos de desligamento da unidade de geração conforme a função de proteção que vier a atuar. Segundo Anderson (1999), os três principais modos de desligamento (*trip*) são dados pelos seguintes relés auxiliares:

- **86G:** Relé auxiliar de bloqueio, atua no disjuntor principal da unidade, no disjuntor de campo, na turbina e na caldeira (em unidades térmicas). Este modo de desligamento é usado caso ocorram falhas no gerador, transformador elevador ou proteção de retaguarda. O relé de bloqueio, uma vez atuado, necessita de intervenção humana para que seu estado volte ao normal e os disjuntores possam ser fechados novamente. Em uma usina podem existir diversos relés de bloqueio, como por exemplo o bloqueio elétrico (atuado pelas funções de proteção elétricas), bloqueio mecânico (atuado por dispositivos mecânicos de proteção) e o bloqueio hidráulico.
- **94G1:** Relé auxiliar de desligamento, atua apenas nos disjuntores principal e de campo, sem bloqueio. Este modo de desligamento é utilizado em casos onde a unidade de geração pode ser rapidamente reconectada ao sistema. O fornecimento de energia para os circuitos auxiliares neste caso é transferido para uma fonte reserva, que pode ser uma outra unidade de geração na mesma usina.
- **94G2:** Relé auxiliar de desligamento que atua apenas no disjuntor principal da unidade, sem bloqueio. É utilizado em casos semelhantes ao anterior, porém o circuito de excitação do gerador se mantém energizado para suprimento dos serviços auxiliares.

A definição de quais funções de proteção atuarão em um ou outro dos relés auxiliares descritos acima vai depender da lógica de proteção adotada



para cada usina, levando em consideração o tipo de turbina, a capacidade da unidade, o combustível utilizado e uma série de outros fatores. Anderson (1999) descreve as principais funções de proteção empregadas em uma unidade de geração típica (Figura 2) e em quais relés auxiliares estas atuam. A Tabela 1 apresenta esta relação, considerando as proteções descritas neste trabalho. Nota-se neste exemplo que o gerador é bloqueado quando há atuação das proteções responsáveis pela detecção de faltas internas à unidade (27, 51GN, 61, 64F, 87G e 87U). Para as demais proteções o gerador não é bloqueado, já que não se trata de um defeito do gerador e sim de uma condição operativa anômala.

**Tabela 1: Ações das funções de proteção.**

Proteção	Função	Relé auxiliar controlado
24	Relé de sobre-excitação	94G1
27	Relé de subtensão de terceira harmônica	86G
32	Relé de reversão de potência	94G1
40	Perda de excitação	94G1
46	Relé de desequilíbrio de corrente	94G1
51GN	Relé de sobrecorrente de neutro	86G
59	Relé de sobretensão	94G1
61	Proteção entre espiras	86G
64F	Relé de terra do rotor	86G
78	Relé de perda de sincronismo	94G2
81	Relé de sub/sobrefrequência	94G2
87G	Relé diferencial do gerador	86G
87U	Relé diferencial da unidade	86G

Um exemplo real de lógica de proteção será apresentado no capítulo 5 onde será descrita a usina piloto a partir da qual foram obtidos os dados utilizados para testar o sistema proposto.

2.2 REGISTRO DE PERTURBAÇÕES

O termo oscilografia é definido pelo dicionário Houaiss da língua portuguesa como o *registro de movimentos oscilatórios ou a técnica de realizá-los por meio de oscilógrafo* (HOUAISS; VILLAR, 2001).

O Dicionário Houaiss da Língua Portuguesa define oscilografia como o *registro de movimentos oscilatórios*. Quando se trata de sistemas elétricos de potência, oscilografia significa o registro das oscilações de grandezas elétricas do sistema, como tensões e correntes.

Na década de 50, a oscilografia era feita por equipamentos eletro-

mecânicos que através de uma agulha registravam as oscilações em um rolo de papel em movimento. A partir dos anos 70, o registro passou a ser feito em papel fotográfico por aparelhos analógicos. Só em meados dos anos 80 surgiram os primeiros oscilógrafos digitais, que foram então chamados de registradores digitais de perturbação (TCHEOU, 2005). Atualmente, os novos empreendimentos de geração já estão utilizando estes equipamentos por exigência do ONS.

As grandezas analógicas monitoradas pelos RDPs em uma unidade de geração em geral são aquelas indicadas na Figura 1 as quais são descritas na Tabela 2. Os estados digitais monitorados pelos RDPs variam conforme a instalação. O ONS não define nos requisitos mínimos de registro de perturbações no submódulo 2.6 dos procedimento de rede (ONS, 2010), quais devem ser as grandezas analógicas e digitais monitoradas pelos RDPs em unidades de geração do SIN. No entanto, durante a obtenção de dados para o desenvolvimento desta tese, verificou-se que, no que concerne aos estados digitais, geralmente são monitoradas as proteções mais importantes das unidades, como os relés diferenciais do gerador e do transformador elevador, proteções contra perda de excitação e sincronismo, proteção contra faltas a terra, desequilíbrio de corrente, motorização, relé auxiliar de bloqueio e operação de disjuntores.

**Tabela 2: Grandezas de unidades geradoras tipicamente monitoradas pelos RDPs.**

Grandeza	Descrição
$I_A$	Corrente de carga da fase A
$I_B$	Corrente de carga da fase B
$I_C$	Corrente de carga da fase C
$V_A$	Tensão da fase A no terminal
$V_B$	Tensão da fase B no terminal
$V_C$	Tensão da fase C no terminal
$V_N$ ou $I_N$	Tensão ou corrente de neutro
$I_{tFA}$	Corrente da fase A do transformador (lado de alta tensão)
$I_{tFB}$	Corrente da fase B do transformador (lado de alta tensão)
$I_{tFC}$	Corrente da fase C do transformador (lado de alta tensão)
$I_{tFN}$	Corrente do neutro do transformador (lado de alta tensão)
$I_{DC}$	Corrente de excitação
$V_{DC}$	Tensão de excitação

### 2.2.1 Registradores Digitais de Perturbação

Os Registradores Digitais de Perturbações (RDPs), também chamados de oscilógrafos digitais, são equipamentos de aquisição digital de sinais desenvolvidos especificamente para serem utilizados em instalações de sistemas elétricos de potência.

A função dos RDPs é gravar continuamente em uma memória cíclica o valor amostrado das grandezas monitoradas. Estas podem ser tensões e correntes de fase ou linha, tensões e corrente de neutro e no caso de geradores, tensão e corrente de campo. Normalmente um RDP possui um número de canais analógicos da ordem de 8 a 64. Além das grandezas analógicas, os RDPs armazenam também o estado de entradas digitais que são ligadas em contatos auxiliares de relés, chaves e disjuntores. O número de entradas digitais é geralmente maior do que o número de analógicas (32 a 384). O número de entradas varia conforme o modelo e o fabricante do equipamento. Os valores aqui apresentados têm como referência o modelo Reason RPV-310 (REASON, 2010).

Em função da limitação da capacidade de memória, o RDP não pode armazenar indefinidamente as grandezas monitoradas. Por isso, é utilizada uma memória cíclica com uma capacidade limitada e conforme novas amostras vão sendo obtidas as antigas vão sendo descartadas. O conteúdo da memória cíclica é gravado na memória de registros do RDP cada vez que este for *disparado*, indicando a ocorrência de uma perturbação. O disparo do oscilógrafo, ou *trigger*, pode se dado de diversas maneiras, que são configuradas no equipamento. Os métodos mais comuns de *trigger* são:

- **Disparo por limiar:** Ocorre se alguma das tensões ou correntes monitoradas atingir um certo limiar pré-programado. Este limiar pode ser tanto superior quanto inferior. Em geral, o valor utilizado para comparação com o limiar é o valor eficaz da grandeza medida, calculado sobre um determinado período. O disparo por limiar também pode ser utilizado com grandezas calculadas a partir de grandezas monitoradas, como a variação de potência e o desvio de frequência.
- **Disparo por variação:** Neste caso é verificada a diferença entre os valores eficazes calculados em dois períodos consecutivos.
- **Disparo por desequilíbrio:** Este tipo de *trigger* é adequado para os casos em que são medidas grandezas trifásicas. Se estas grandezas apresentarem desequilíbrio entre as fases, haverá o disparo do RDP.

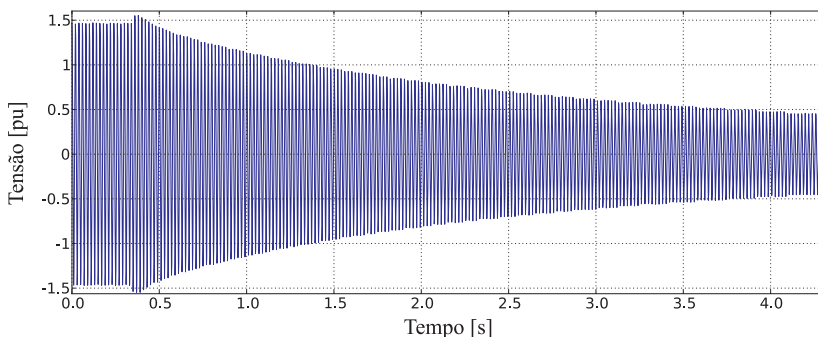
- **Disparo sequencial:** Válido para os casos em que mais de um RDP está presente em uma mesma instalação. Neste caso, o disparo de um RDP ocasiona o disparo dos demais.
- **Disparo por sinal digital:** O disparo do RDP também pode ocorrer em função da mudança de estado de alguma das entradas digitais. Assim, se as entradas digitais estiverem conectadas a contatos auxiliares de relés de proteção, o RDP pode gerar um registro para cada atuação da proteção.
- **Disparo manual:** Neste caso, o registro das grandezas monitoradas é feito a partir de um comando manual do operador. Este comando pode ser executado localmente, no painel do equipamento, ou através de canais de comunicação com o equipamento.

Uma vez que o RDP seja disparado por algum dos motivos mencionados anteriormente, é gerado um registro de ocorrência contendo os valores medidos em um intervalo de tempo pré e pós-falta. Em cada registro, todos os canais monitorados pelo RDP são armazenados. As três formas mais comuns de registro das grandezas medidas são as seguintes:

- **Curta duração:** Os registros de curta duração, também chamados de registros de forma de onda, apresentam um tempo de registro da ordem de segundos (em geral, até 20 segundos). Neste registro os sinais de corrente e tensão são amostrados a uma taxa de aquisição programável elevada, em média de 720 a 11520 amostras por segundo. Com isso, por meio de *softwares* dedicados pode-se visualizar graficamente este tipo de registro, que é muito útil quando da ocorrência de faltas nos circuitos, permitindo um diagnóstico bastante completo dos tempos de atuação de disjuntores, relés e outros dispositivos de controle. Um exemplo de registro de curta duração pode ser visto na Figura 3.
- **Fasoriais:** Os registros fasoriais são aqueles que apresentam um tempo de registro da ordem de minutos e armazenam informações de módulo e ângulo da corrente e tensão adquiridas em uma taxa programável que, em geral, é de um fasor calculado a cada ciclo de frequência fundamental. Estas informações permitem a realização de análises e o cálculo de fluxos de potência, sendo muito importantes para a análise de estabilidade do sistema de potência e para a

visualização de oscilações de baixa frequência. Na Figura 4 é apresentado um exemplo deste registro. Neste caso foi traçada a curva do módulo do registro fasorial.

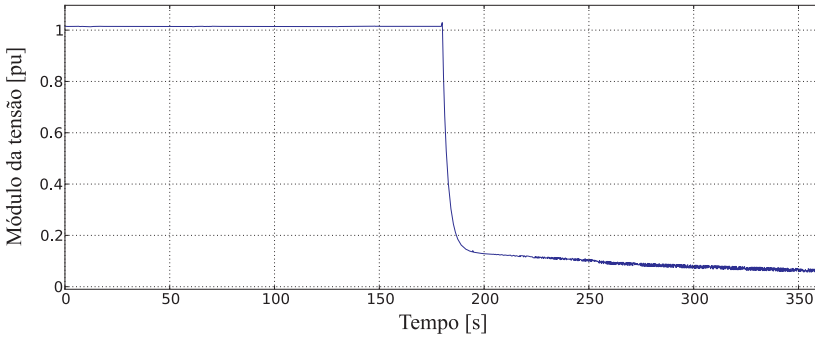
- **Medição contínua:** Um registro de medição contínua é composto dos valores médios de módulo e ângulo calculados em intervalos maiores, em geral de 1 minuto, a partir dos sinais fasoriais de corrente e tensão medidos. Esses dados são armazenados em uma memória circular que contém os dados sobre os últimos dias. O registro gerado é lido e analisado de forma semelhante ao registro fasorial. Estes dados são utilizados principalmente para estudos de qualidade de energia. Um exemplo pode ser visto na Figura 5.



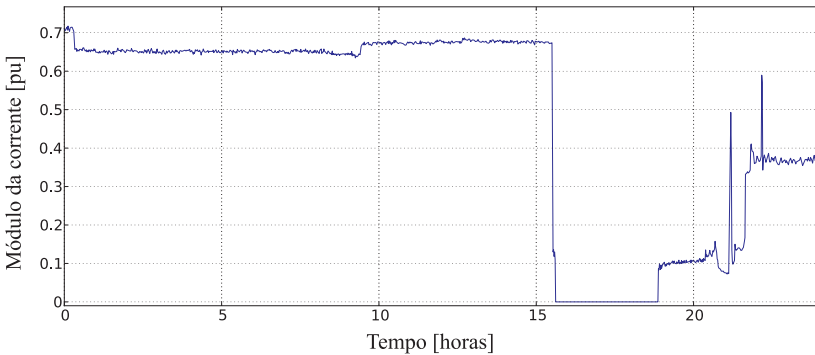
**Figura 3: Exemplo de registro de curta duração.**

Como os RDPs possuem uma quantidade de memória limitada para o armazenamento dos registros, deve-se realizar verificações periódicas para garantir que o RDP possua memória livre para o registro de eventuais perturbações. O procedimento de rede número 2.6 do Operador Nacional do Sistema Elétrico estabelece que o RDP deve ter uma capacidade mínima de memória suficiente para armazenar 30 registros com duração de 5 segundos cada um (ONS, 2010). Conforme será visto no item 2.2.2 a seguir, um agente central deve realizar a coleta dos novos registros armazenados no(s) RDP(s) devido à limitação de memória em cada equipamento.

Um aspecto importante na utilização de dados oscilográficos provenientes de RDPs é o sincronismo temporal destes dados. Dados sincronizados no tempo são fundamentais para a realização de análises envolvendo mais de um RDP. O ONS estabelece que este sincronismo temporal seja obtido



**Figura 4: Exemplo de registro fasorial.**



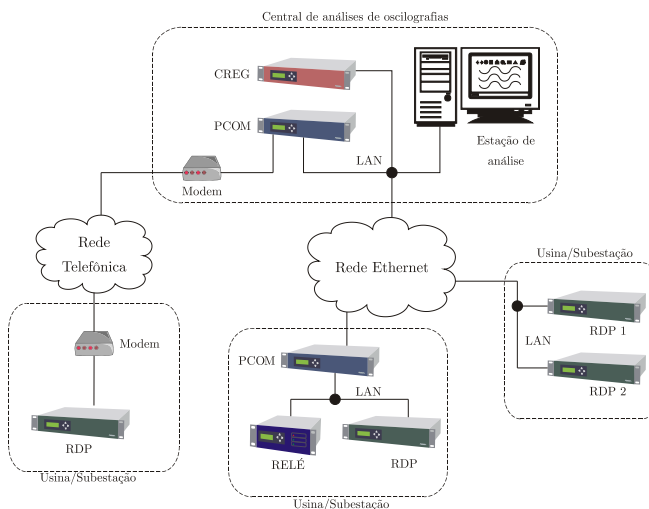
**Figura 5: Exemplo de registro de medição contínua.**

através da utilização de sinais IRIG-B provenientes dos satélites do Sistema de Posicionamento Global (GPS) (ONS, 2010). O IRIG-B é um padrão de sinais largamente utilizado para transmissão de tempo entre equipamentos que foi definido pelo *Telecommunications and Timing Group, Range Commanders Council* do Exército Americano (RCC, 2011).

### 2.2.2 Redes de Oscilografia

Atualmente, os fabricantes de equipamentos digitais de oscilografia fornecem soluções completas para a integração de vários RDPs e de dispositivos de proteção, possibilitando desta forma o acesso remoto aos dados, bem

como às configurações dos dispositivos, geralmente implementando funções de armazenamento destes dados. A Figura 6 apresenta uma arquitetura de um sistema deste tipo. Esta figura é baseada no sistema chamado GERCOM-II da Reason S.A. (REASON, 2005), mas outros fabricantes de RDPs também possuem soluções semelhantes (ECIL, 2006).



**Figura 6: Estrutura de uma rede de oscilografias.**

Os registros de oscilografias podem ser obtidos também a partir da função de oscilografia de relés digitais. Tanto estes relés quanto os RDPs podem ser conectados aos Processadores de Comunicação (PCOMs), os quais são responsáveis pela busca de novos registros nos RDPs, realizando uma varredura periódica. Nos casos em que os equipamentos são de diferentes procedências, o PCOM também é responsável pela adaptação dos protocolos de comunicação e formatos de arquivos proprietários de cada fabricante dos equipamentos. A comunicação pode ser feita através de diversos meios, como rede *ethernet* ou cabo serial. Nos PCOMs também os arquivos de oscilografia são convertidos para o formato padrão IEEE COMTRADE (IEEE, 1999b) que é o padrão adotado pelo ONS para troca de arquivos de oscilografia.

O Concentrador de Registros (CREG) é responsável pelo armazenamento e disponibilização das oscilografias através de uma rede LAN/WAN bem como pelo gerenciamento em um banco de dados. É neste equipamento que os registros coletados pelo PCOM, bem como as informações de estado

relativas a cada equipamento são armazenadas. Deve-se ressaltar que com o surgimento de novos padrões para troca de informações entre equipamentos, como a IEC61.850, a nova geração de RDPs e relés digitais não mais necessitará de PCOMs. Assim, os dispositivos de monitoramento poderão ser acessados diretamente pelos servidores de oscilografias, equipamentos com funcionalidades semelhantes ao CREG da Figura 6.

A metodologia proposta nesta tese foi desenvolvida de forma a ser implementada em um destes servidores de oscilografias, localizado no centro de operação da empresa de geração. Uma descrição desta estrutura será apresentada na seção 2.4.

### 2.3 SISTEMA SUPERVISÓRIO E SEQUÊNCIAS DE EVENTOS

As usinas conectadas diretamente à rede básica do sistema interligado nacional (SIN) devem ser dotadas de sistemas de supervisão. Estes sistemas realizam o monitoramento das grandezas de interesse para o controle e acompanhamento da operação de cada usina. A implantação de sistemas supervisórios é exigida e padronizada pelo Operador Nacional do Sistema elétrico, o qual define quais as grandezas analógicas (tensões, correntes e potências) e digitais (estados de equipamentos) que devem ser monitoradas para os diversos equipamentos que fazem parte do SIN, como geradores, linhas de transmissão, bancos de capacitores, compensadores, dentre outros. Estas informações são definidas no procedimento de rede 10.19 do ONS (ONS, 2003).

As Unidades Terminais Remotas (UTRs) são um dos elementos principais de um sistema supervisório, responsáveis pelo monitoramento das grandezas. Elas são constituídas de um computador industrial robusto dotado de placas de aquisição de dados e circuitos redundantes para aumentar sua confiabilidade. As grandezas monitoradas podem ser analógicas, como tensões e correntes utilizadas no acompanhamento da operação da usina, ou digitais, representando o estado de diversos dispositivos, como de proteção, disjuntores, chaves, válvulas, etc. Através de uma rede de comunicação adequada, estes dados são transmitidos em tempo real para as estações de monitoramento.

As grandezas monitoradas pelas UTRs são utilizadas para acompanhamento do sistema tanto localmente, pelos operadores de usinas e subestações, como remotamente, em centros de operação. No referido procedimento de rede (10.19), é apresentado um conjunto de informações de grandezas analógicas e de sinalizações de estado (sinais digitais) que devem ser trans-



feridas para o Centro de Operação do ONS. Este conjunto de informações é detalhado no Apêndice C, sendo que as informações mais relevantes para este trabalho, que são os estados digitais relacionados aos equipamentos que fazem parte de unidades de geração, serão listados ainda nesta seção.

As UTRs das instalações elétricas registram e enviam aos centros de operação e salas de controle as informações para o sequenciamento de eventos. A Sequência de Eventos (SOE)<sup>1</sup> consiste no registro das mudanças de estado dos canais correspondentes às sinalizações de estados digitais. Além da descrição do estado é registrado também o instante de tempo em que a mudança ocorreu. Este instante de tempo, comumente chamado de *estampa de tempo*, deve possuir uma exatidão<sup>2</sup> menor ou igual a 1 milissegundo e resolução<sup>3</sup> temporal entre eventos menor ou igual a 5 milissegundos (ONS, 2003). A exatidão temporal é obtida através da utilização de equipamentos de sincronismo baseados em sinais dos Sistema de Posicionamento Global.

As listas a seguir apresentam os principais eventos (estados digitais), organizados por equipamento, que devem estar presentes na sequência de eventos de unidades de geração, conforme o ONS (2003).

**Transformadores/Autotransformadores:**

- Disparo da proteção de sobrecorrente do comutador sob carga.
- Disparo por sobretemperatura do óleo - 2° estágio.
- Disparo por sobretemperatura do enrolamento - 2° estágio (por enrolamento).
- Disparo da proteção de gás - 2° estágio.
- Disparo da proteção de sobretensão de sequência zero para o enrolamento terciário em ligação delta.
- Alarme de falha no sistema de ventilação forçada.
- Alarme de discrepância de posição de derivação (quando da operação paralela).
- Alarme de bloqueio de comutador de derivações.
- Disparo da válvula de alívio de pressão.
- Disparo da proteção de gás do comutador de derivações.
- Disparo da proteção diferencial (por fase).
- Disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro (por enrolamento).

---

<sup>1</sup> A sigla SOE é originária do termo em inglês *sequence of events*.

<sup>2</sup> Segundo ONS (2003), entende-se por exatidão o grau de aproximação da estampa de tempo absoluta de ocorrência do evento.

<sup>3</sup> Também segundo ONS (2003), resolução é a capacidade de discriminar eventos ocorridos em tempos distintos.

- Disparo do relé de bloqueio.

**Compensadores síncronos:**

- Disparo da proteção diferencial (por fase).
- Disparo da proteção de desequilíbrio de corrente do estator.
- Disparo da proteção de perda de excitação (perda de campo).
- Disparo da proteção de falta à terra no estator.
- Disparo da proteção de falta à terra no rotor.
- Disparo da proteção de sobretemperatura do estator e rotor.
- Disparo da proteção de sobretensão.
- Disparo da proteção de subfrequência.
- Disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro.
- Disparo do relé de bloqueio.

**Disjuntores:**

- Alarme de mudança de posição.
- Alarme de falta de alimentação nos circuitos de abertura e fechamento.
- Disparo da proteção de discordância de polos.
- Alarme de fechamento bloqueado.
- Alarme de abertura bloqueada.
- Alarme de fechamento automático por mínima pressão sistema de isolamento.
- Alarme de baixa pressão sistema de extinção de arco (1° ao 3° estágio).
- Alarme de baixa pressão sistema de acionamento (1° ao 3° estágio).
- Alarme de recarga de ar insuficiente.
- Disparo da proteção de falha do disjuntor.
- Alarme de sobrecarga do disjuntor central.
- Disparo do relé de bloqueio.

**Geradores:**

- Disparo da proteção diferencial do gerador.
- Disparo da proteção diferencial do transformador elevador.
- Disparo da proteção diferencial geral (diferencial da unidade ou total).
- Disparo da proteção diferencial de fase dividida.
- Disparo da proteção de desequilíbrio de corrente (sequência negativa).
- Disparo da proteção para perda de excitação (perda de campo).
- Disparo da proteção de retaguarda.
- Disparo da proteção de faltas à terra no estator - 100%.

- Disparo de proteção de faltas à terra no estator - 95%.
- Disparo da proteção de sobretensão.
- Disparo da proteção de sobre-excitação (Volt/Hz).
- Disparo da proteção para motorização (reversão de potência).
- Disparo da proteção de faltas à terra no rotor.
- Disparo da proteção de desbalanço de tensão.
- Disparo da proteção de sobrefrequência/subfrequência.
- Disparo da proteção de perda de sincronismo.
- Disparo da proteção de sobrecorrente de terra temporizada.
- Disparo do relé de bloqueio.

A quantidade de estados monitorados pelo sistema de sequenciamento de eventos é consideravelmente maior do que os estados digitais monitorados pelos RDPs, pois esses últimos possuem um número inferior de entradas digitais. Com isso, em alguns casos, o analista de oscilografias precisa recorrer à sequência de eventos para complementar a análise das oscilografias. As informações do SOE que são relevantes para uma determinada ocorrência também podem ser incluídas no relatório de análise de perturbações, quando requerido pelo ONS.

Para exemplificar como é constituída uma sequência de eventos, a Tabela 3 apresenta uma ocorrência real da Usina Termoeletrica de Charqueadas. Nesta tabela foram apresentadas as principais informações de uma sequência de eventos comum, que são a estampa de tempo com precisão de milissegundos, a data do evento, o circuito ao qual cada evento está associado (no caso a unidade 2) e a descrição do evento. Esta descrição já se encontra interpretada, ou seja, a transição entre os estados binários (de 1 para 0 ou vice-versa) registrada pela UTR correspondente, foi substituída por palavras como “Atuado”, “Normal”, “Aberto” ou “Fechado”.

## 2.4 SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DA INFORMAÇÃO

As duas fontes de informações apresentadas neste capítulo em geral são gerenciadas separadamente nos centros de operação. Dado que ambas as informações normalmente são consultadas durante o processo de análise de ocorrências, os dois sistemas de gerenciamento (oscilografia e sequência de eventos) devem ser manuseados pelo engenheiro analista. A seleção dos dados pertinentes a cada ocorrência em dois sistemas distintos (normalmente provenientes de diferentes fabricantes) pode atrasar e dificultar a análise.

Desta forma, as empresas do setor elétrico estão constantemente de-

**Tabela 3: Exemplo de sequência de eventos.**

Hora:min:seg	Data	Unidade	Descrição
23:25:24.966	Maio 16	GT02	Proteção Reversão de potência - 32G mudou para Atuado
23:25:24.972	Maio 16	GT02	Bloqueio gerador - 86G mudou para Atuado
23:25:24.999	Maio 16	GT02	Unidade sincronizada -G2 mudou para Normal
23:25:24.999	Maio 16	GT02	DJ0312 - Disjuntor da unidade 02 ABERTO FE-CHADO mudou para Aberto
23:25:25.161	Maio 16	GT02	Proteção Reversão de potência - 32G mudou para Normal
23:25:25.167	Maio 16	GT02	Bloqueio gerador - 86G mudou para Normal
23:26:49.989	Maio 16	GT02	Relé auxiliar comutação de disparo - 83G mudou para Atuado
23:26:50.002	Maio 16	GT02	BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado

envolvendo sistemas de gerenciamento de informações de modo a facilitar o acesso do analista aos dados necessários para cada tipo de análise. No caso dos dados de sequências de eventos a ideia é que apenas os eventos pertinentes a cada ocorrência sejam destacados para o analista. Por exemplo, no caso de um defeito em um transformador o sistema apresentaria ao analista apenas os eventos relativos ao transformador defeituoso, de forma que outros eventos não correlatos não dificultassem a análise.

Além de propriamente gerenciar a informação, os sistemas de gerenciamento podem processar os dados e até mesmo obter um pré-diagnóstico da ocorrência. Neste sentido, alguns sistemas foram apresentados em trabalhos como Oura *et al.* (2009b) que propôs um sistema de apoio ao diagnóstico a partir de leitura periódica na sequência de eventos de uma usina hidroelétrica da Companhia Energética de São Paulo (CESP). Nesse trabalho um resumo da ocorrência é apresentado ao usuário (analista) alertando-o caso tenha ocorrido o desligamento de alguma unidade de geração. Já Menezes *et al.* (2009) apresentou uma metodologia de processamento de alarmes para dar suporte à “pós-operação”, utilizando a ativação de alarmes na sequência de eventos para orientar ações preventivas visando reduzir o número de ocorrências. No trabalho de Cardoso *et al.* (2008) foi proposto um sistema que poderia ser instalado em um centro de operações. Tal sistema usa dados de sequências de eventos para identificar qual elemento iniciou um desligamento de grandes proporções (*blackout*).

Dados de oscilografia digital também podem ser gerenciados nas centrais de operações das empresas. Conforme já mencionado na seção 2.2.2, quando existem diversos RDPs instalados, um sistema de armazenagem e gerenciamento dos registros torna-se imprescindível. Em geral, os fabricantes

dos RDPs provém uma ferramenta de gerenciamento como no exemplo apresentado na Figura 6. Porém, quando os RDPs da rede de oscilografia são provenientes de diferentes fabricantes, faz-se necessário o desenvolvimento de sistemas de gerenciamento que levem em conta estas diferenças, apresentado em (OURA *et al.*, 2009a). Em Passos *et al.* (2009) o sistema pode lidar também com informações de SOE.

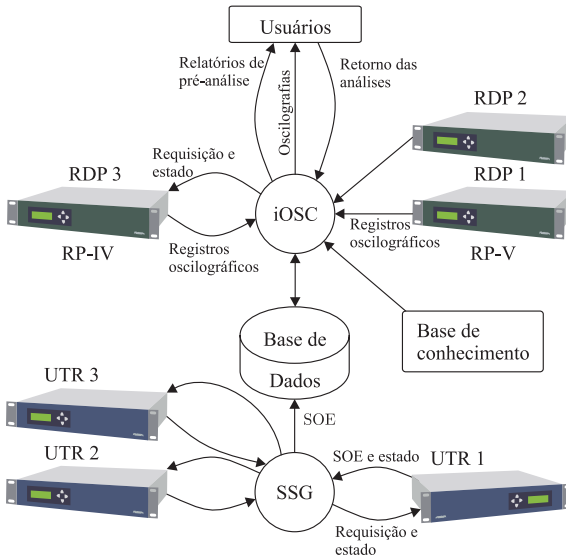
Utilizando dados de oscilografia em conjunto com sequências de eventos, uma análise mais detalhada da ocorrência pode ser obtida, uma vez que ambos os dados podem ser facilmente correlacionados em função da existência de sincronia temporal via GPS.

Parte da metodologia apresentada nesta tese foi implementada em um sistema de gerenciamento de oscilografias e sequências de eventos. O sistema foi desenvolvido em uma parceria entre a Tractebel Energia S. A., a Reason Tecnologia S. A. e a Universidade Federal de Santa Catarina. Uma visão geral do sistema desenvolvido, chamado de iOSC, é apresentada na Figura 7 (VARELA *et al.*, 2009a).

O desenvolvimento do iOSC foi baseado no processo de análise de perturbações já utilizado internamente pela Tractebel Energia S.A. Esse procedimento utiliza informações de duas fontes de dados: o sistema de oscilografia e o de supervisão. Como ambos já existiam na Tractebel Energia S.A., um dos objetivos do desenvolvimento do iOSC foi integrar essas informações de maneira automática.

Na Figura 7 pode-se observar como ocorre o fluxo de informações entre os diversos módulos. Os equipamentos representados pela sigla RP-IV são RDPs da Reason, que constituem a maior parte dos equipamentos instalados na Tractebel Energia S.A. e necessitam do sistema de varredura para verificar periodicamente a existência de novos registros para serem transferidos. Os RP-V são a geração mais moderna dos RDPs da Reason e enviam espontaneamente novos registros logo após a geração dos mesmos. O sistema supervisor, chamado de Sistema de Supervisão da Geração (SSG), recebe os dados de sequência de eventos provenientes das UTRs instaladas nas diversas usinas.

O procedimento é iniciado quando ocorre uma perturbação em alguma usina, seja por desligamento de uma unidade, uma oscilação de potência, um curto circuito em uma linha externa, em suma, qualquer evento que provoque o disparo dos *triggers* dos oscilógrafos. As oscilografias são então geradas e armazenadas nos registradores e ficam aguardando a coleta pelo iOSC. Enquanto isso, as UTRs já enviaram os dados de sequência de eventos para o SSG, o qual armazena essas informações em uma base de dados do Oracle.



**Figura 7: Sistema de gerenciamento de dados no qual parte da metodologia proposta foi implementada.**

À medida que o iOSC coleta os oscilogramas, eles são analisados por uma metodologia de análise automática desenvolvida na UFSC, fazendo uso também da sequência de eventos armazenada para uma pré-avaliação da ocorrência.

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas algumas informações gerais sobre unidades de geração e principalmente os dois tipos de informações utilizadas nesta tese, que são as oscilografias e as sequências de eventos. Conforme será visto no capítulo 4, as informações da SOE complementarão o resultado da análise feita a partir dos registros fasoriais de oscilografia. Já a análise dos registros de curta duração visa complementar o diagnóstico dos casos mais severos, quando ocorre o desligamento da unidade sob carga devido à ação do sistema de proteção. Com os registros de curta duração é possível determinar se o desligamento ocorreu devido a uma falta no sistema elétrico e se esta é interna ao gerador, caso este de maior gravidade, pois pode implicar em danos

à máquina.

Sistemas de gerenciamento de oscilografia e SOE constituem a base na qual metodologias de diagnóstico automático de ocorrências em sistemas elétricos podem ser desenvolvidas. Alguns sistemas desenvolvidos recentemente por empresas do setor elétrico incluem funções simplificadas de análise automática dos dados. Um destes sistemas foi desenvolvido e implementado durante o período deste doutoramento (VARELA *et al.*, 2009b; MORETO; ROLIM, 2008). É neste sistema que parte da metodologia proposta neste documento foi implementada com sucesso.



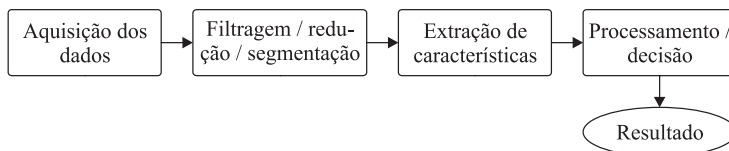


### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Pelo que foi exposto até o momento fica claro que as instalações atuais de geração de energia de médio e grande porte possuem uma estrutura de aquisição de dados e de comunicação adequadas para a implantação de sistemas computacionais para automatizar alguns processos de análise de dados.

Neste capítulo serão apresentados alguns dos esquemas de análise automática de dados aplicados a sistemas de potência ao tempo em que se fará a revisão bibliográfica do tema.

Na maioria dos sistemas de análise automática, independentemente de suas funções, uma estrutura básica em comum pode ser observada. Esta estrutura é dada pelo fluxograma da Figura 8 criado a partir de Bollen e Gu (2006). A descrição de cada etapa é apresentada em sequência.



**Figura 8: Fluxograma da maioria das metodologias de análise automática.**

- **Aquisição dos dados:** A primeira etapa do processo é a aquisição de dados. No caso da análise de oscilografias esta etapa inclui a medida das grandezas elétricas pelos RDPs através dos transformadores de instrumentos (TPs e TCs), a leitura dos registros de oscilografia pelo sistema de gerenciamento e sua disponibilização para o programa de análise automática.
- **Filtragem / redução / segmentação:** Após a aquisição dos dados é realizada uma redução no volume de dados. Esta redução pode-se dar através de uma filtragem das informações, selecionando apenas um conjunto de informações relevantes. No caso da análise de oscilografias, uma forma de redução é a segmentação, onde um determinado sinal (tensão ou corrente) é segmentado em diversas partes que posteriormente podem ser processadas de forma distinta.
- **Extração de características:** A partir do conjunto de informações reduzidas, como segmentos de registros de oscilografias, pode-se realizar a extração de características, a qual tem como objetivo trans-

formar o conjunto de dados em um conjunto de informações que melhor represente a situação, de acordo com o tipo de análise a ser realizada. Um exemplo é o cálculo dos valores eficazes médios de grandezas senoidais após a segmentação. Desta forma todo um segmento de oscilografia é descrito por um único valor numérico.

- **Classificação / decisão:** Os dados característicos que representam as ocorrências são então classificados de acordo com saídas previamente definidas. As metodologias de classificação podem ser as mais diversas, incluindo métodos de inteligência computacional.

A revisão bibliográfica será apresentada considerando o tipo de informação utilizada, oscilografias ou sequências de eventos. Na análise de oscilografias, seção 3.1, será feita uma revisão considerando as etapas de processamento nas metodologias de diagnóstico automático (Figura 8) agrupando-se os trabalhos estudados conforme a aplicação.

Deve-se ressaltar que a maioria dos trabalhos encontrados têm aplicação destinada a sistemas de transmissão de energia. No que diz respeito à análise automática de oscilografias para geradores, poucos trabalhos foram publicados, atendo-se principalmente ao gerenciamento e não tanto à análise automática. Apesar disto, os conceitos e técnicas utilizadas para problemas semelhantes que utilizam as mesmas fontes de dados são de grande valia para o desenvolvimento do sistema proposto, dedicado a geradores.

### 3.1 ANÁLISE DE OSILOGRAFIAS

Metodologias de diagnóstico automático baseadas em oscilografia vêm sendo propostas desde que essa passou a ser digital. Diversas são as técnicas computacionais aplicadas bem como as finalidades da análise. Optou-se por organizar esta revisão bibliográfica a partir da finalidade para a qual os trabalhos foram propostos inicialmente. Assim, esta seção está dividida conforme as principais aplicações da oscilografia: *diagnóstico de faltas*; *avaliação da qualidade de energia*; *diagnóstico da proteção* e *diagnóstico de equipamentos*.

### 3.1.1 Diagnóstico de faltas

O diagnóstico de faltas em linhas de transmissão é uma aplicação bastante comum para sistemas de análise automática de oscilografias. No trabalho de Kezunovic *et al.* (1993) é proposto o uso de um sistema especialista para este fim. Nesta aplicação, a oscilografia é segmentada no instante de disparo do RDP. Em cada segmento são calculadas as amplitudes de frequência fundamental das tensões e correntes. A partir destes valores um Sistema Especialista (SE) toma a decisão acerca do evento, baseando-se na comparação dos valores com diversos limiares para obter um diagnóstico acerca do tipo provável de falta.

Uma abordagem para classificação de faltas em linhas de transmissão com compensação série é feita por Pradhan *et al.* (2004), que propõe o uso das decomposições wavelet dos sinais de corrente. Os valores de pico normalizados dos coeficientes de detalhe da decomposição são utilizados como características de entrada de um classificador *fuzzy* baseado em regras. Nessa aplicação não há segmentação dos sinais, pois a totalidade do registro de oscilografia de curta duração é utilizado na decomposição wavelet.

Em Gaouda *et al.* (2002) também não há segmentação e é utilizada análise wavelet. Neste caso porém, as características extraídas dos dados são as diferenças das energias dos coeficientes wavelets entre os casos de operação normal e em falta. Para classificar o distúrbio foram testados três classificadores: Mínima Distância Euclidiana, *k*-Vizinhos Mais Próximos (*k*-*Nearest Neighbor* ou *k*-NNR) e Redes Neurais Artificiais (RNA)s. Os melhores resultados foram obtidos com as RNAs e com o *k*-NNR.

Em âmbito nacional, uma ferramenta para detecção e localização de faltas em sistemas de transmissão utilizando dados de RDPs foi desenvolvida para a CHESF pela Universidade Federal de Campina Grande (SOUZA *et al.*, 2004). O sistema desenvolvido utiliza um processo de varredura onde a cada janela de amostragem as amostras dos sinais de tensão e corrente são aplicados diretamente nas entradas de uma RNA a qual é responsável pela classificação da falta identificando os registros oscilográficos que correspondem a situações normais de operação que não necessitam ser analisados por um profissional.

Em um trabalho posterior, Silva *et al.* (2006) propuseram uma nova metodologia de classificação de faltas em linhas de transmissão, utilizando dados de oscilografia segmentados a partir do valor da energia dos coeficientes de decomposição wavelet. Os valores pré-falta e pós-falta da corrente e o máximo valor de energia são utilizados para detectar a falta. Caso haja

detecção, um limiar aplicado à amplitude dos coeficientes wavelet é utilizado para identificar o segmento de falta (*fault clearing time*). As amostras de tensão e corrente neste segmento são então aplicadas em uma RNA responsável pela classificação da falta (fase-terra, fase-fase-terra, etc.). O mesmo grupo de pesquisa desenvolveu recentemente um novo método para o mesmo problema. No trabalho apresentado em Costa *et al.* (2010) a oscilografia é submetida a decomposição wavelet e um processo de cálculo da energia dos coeficientes através de janelamento é aplicado. A intensidade desta “energia janelada” é utilizada para identificar os instantes de ocorrência da falta (segmentação). No referido artigo uma etapa de classificação das faltas é mencionada mas não é objeto de foco no texto.

Uma proposta inicial de sistema de análise automática de oscilografias na companhia Light S. A. no Brasil é apresentada em (RODRIGUES *et al.*, 2003a) e em (RODRIGUES *et al.*, 2003b). Nestes trabalhos sugere-se a realização da segmentação dos registros oscilográficos, porém o método utilizado não é claramente exposto. Em cada segmento são calculados os valores *rms*, a distorção harmônica total e os fasores de frequência fundamental das tensões e correntes. Na versão proposta a falta é classificada de acordo com um conjunto de regras fixas de inferência baseadas em limiares aplicados nas quantidades calculadas.

No Laboratório de Sistemas de Potência da UFSC (LABSPOT) também já foram desenvolvidas ferramentas de diagnóstico de faltas. No trabalho de Vale *et al.* (2006) foi proposta uma metodologia capaz de identificar e localizar uma falta em linhas de distribuição de energia elétrica. Nesse trabalho são calculados os fasores de frequência fundamental através do método dos mínimos quadrados. Os segmentos pré-falta, falta e pós-falta são identificados através da comparação da amplitude estimada com um limiar. Os fasores calculados em cada segmento são então empregados como padrões de entrada de um conjunto de RNAs utilizadas para detectar, classificar e localizar a falta.

Recentemente, um sistema de análise automática para sistema de transmissão desenvolvido pela UFMG foi apresentado em PEREIRA F. *et al.* (2009) em que a oscilografia é segmentada a partir de um sinal de resíduo, obtido a diferença entre o sinal medido e sua componente fundamental, estimada usando o método dos mínimos quadrados. Para cada segmento os fasores de frequência fundamental são calculados para possibilitar a classificação do distúrbio, porém o método usado para classificar não é apresentado.

Uma abordagem dedicada a geradores de energia é apresentada

em (OZGONENEL *et al.*, 2006). No entanto, trata-se de uma metodologia de proteção, ou seja, deve ser aplicada de forma contínua utilizando dados de tensão e corrente com o objetivo de desligar o gerador caso alguma falta venha a ocorrer. A metodologia é baseada no cálculo das potências dos coeficientes wavelet. Por meio da comparação destes valores com limiares é obtida uma classificação da falta.

### **3.1.2 Avaliação da qualidade de energia**

Os dados dos registros oscilográficos também podem ser utilizados para avaliação da qualidade de energia. Através destes dados pode-se avaliar afundamentos de tensão, conteúdo harmônico, sobretensões e uma série de outros eventos relacionados a este tipo de análise. A quantidade de trabalhos publicados nesta área é significativa e fazem uso de diversas técnicas computacionais.

Dentre os trabalhos pesquisados no decorrer do desenvolvimento desta tese verificou-se que a maior variedade de metodologias que utilizam dados de RDPs foram propostas para avaliação da qualidade de energia.

Barros e Perez (2006) propõem a utilização de um Filtro de Kalman (FK) para estimar a magnitude da componente fundamental da tensão e através da comparação deste valor com um limiar detectar a ocorrência de um distúrbio de qualidade de energia. A caracterização dos eventos se dá através da variação da amplitude da tensão e da duração do distúrbio. Limiares obtidos de padrões internacionais são utilizados na classificação. A metodologia proposta pode ser utilizada em tempo real, visto que o filtro de Kalman é um processo recursivo em que a amostra atual do sinal é utilizada para estimar a próxima amostra. Ou seja, o FK não necessita de todo o histórico de amostras anteriores.

Os mesmos autores propuseram uma modificação na metodologia, incluindo um sistema de segmentação em que além da amplitude estimada pelo FK são utilizados os coeficientes wavelet de detalhe de nível 1 (D1) (PEREZ; BARROS, 2008). Um limiar é aplicado no valor da amplitude dos coeficientes de modo a identificar o início e fim do distúrbio na tensão.

Uma abordagem de segmentação semelhante é utilizada por Siu e Ngan (2004) para segmentar o sinal empregando os coeficientes de detalhe D1. O coeficiente de aproximação da decomposição wavelet (A1) também é utilizado, mas para a extração de características. A Transformada de Fourier (TF) é aplicada no sinal A1 de onde são extraídas as carac-

terísticas: valor da componente contínua (CC); distorção harmônica total (THD) e variação da frequência fundamental. Para cada segmento dos sinais de tensão a TF também é aplicada. Ao final, características como a variação da amplitude, duração do segmento, amplitude da componente CC e variação da THD são calculadas. Dois métodos de tomada de decisão foram testados, um sistema especialista e uma RNA.

Cesar *et al.* (2006) também adotam o mesmo processo de segmentação para obter a duração do distúrbio. Neste caso, as características extraídas dos sinais são as energias dos coeficientes wavelet de detalhe em relação as energias obtidas a partir da decomposição de uma senóide de frequência fundamental. Os padrões de características obtidas são classificados por um tipo de rede neural chamado mapa auto-organizável (SOM) ou mapa de Kohonen.

Utilizando o processo de segmentação descrito acima, Gaing (2004) utiliza a duração do transitório e a energia dos coeficientes wavelet como características de entrada para uma rede neural probabilística responsável pela classificação dos eventos. Estas características também são utilizadas em Dwivedi *et al.* (2007), onde o método de segmentação é baseado no erro de adaptação de um filtro adaptativo baseado nos mínimos quadrados ponderados. Apenas o método de segmentação foi proposto.

Algumas abordagens propostas não necessitam de métodos de segmentação pois utilizam todo sinal do registro para a obtenção de características e posterior classificação. Em (KARIMI *et al.*, 2000) é proposto um filtro adaptativo que “segue” a amplitude e fase da componente de frequência fundamental. Um sinal de erro obtido com este filtro é decomposto por uma análise wavelet. A relação entre as amplitudes do sinal de erro e dos coeficientes wavelet formam as características que são avaliadas por um método estatístico de classificação (*Maximum likelihood*). Gargoom *et al.* (2008) utilizam os valores de energia dos coeficientes de uma análise multirresolução usando a Transformada S (uma variação da transformada de fourier com janelamento). A classificação é feita com base em limiares (regras procedimentais).

Foram desenvolvidos também métodos para serem aplicados em tempo-real, que a cada nova amostra (ou conjunto de amostras) um diagnóstico é obtido. Um exemplo é o trabalho de Dash *et al.* (2000), que estima a amplitude da componente de frequência fundamental por um filtro adaptativo. O valor da amplitude e sua variação a cada nova amostra do sinal são classificados por um sistema fuzzy o qual fornece uma resposta instantânea com a classificação do distúrbio caso este venha a ocorrer.

Em Heydt *et al.* (1999) a amplitude e duração dos transitórios nos si-

nais de tensão são obtidos através de um processo de janelamento com a transformada de Fourier. A variação dos componentes de frequência obtidos para cada janela é utilizada para segmentar o sinal. A classificação dos eventos de qualidade de energia é feita com base em limiares propostos em padrões internacionais.

Styvaktakis *et al.* (2001) propuseram a utilização de filtros de Kalman para estimar com precisão a amplitude da componente de frequência fundamental. Os resíduos de adaptação do FK são utilizados como índices de detecção utilizados para segmentar o registro oscilográfico. Em cada segmento é calculada a magnitude média de frequência fundamental, a duração do intervalo e a distorção harmônica total. Um sistema especialista avalia as características em cada intervalo, obtendo uma conclusão acerca do distúrbio de qualidade de energia. Um refinamento deste trabalho é apresentado em (STYVAKTAKIS *et al.*, 2002b).

Um sistema especialista é também empregado pelos mesmos autores, porém para processar dados oriundos de um registrador de valores eficazes e não de forma de onda (STYVAKTAKIS *et al.*, 2002a). O índice de detecção proposto consiste apenas no módulo da diferença entre amostras consecutivas do sinal. Assim, o sinal é segmentado e a amplitude média em cada segmento é calculada. O sistema especialista é utilizado na tomada de decisão. Um processo semelhante é utilizado por Shakya e Singh (2008), porém neste caso é utilizado um classificador *fuzzy*.

### 3.1.3 Diagnóstico de equipamentos

Os registros de oscilografia também podem ser utilizados para a avaliação do estado de equipamentos em sistemas elétricos de potência.

O objetivo desta análise é principalmente identificar possíveis falhas incipientes em equipamentos como transformadores de força, transformadores de potencial capacitivo (TPCs) e disjuntores. Desta forma, a oscilografia é utilizada como ferramenta para orientação da manutenção destes equipamentos antes que os mesmos apresentem uma falha que poderia resultar em interrupção no fornecimento de energia.

No trabalho de Futino *et al.* (2009) a oscilografia de curta duração é utilizada para avaliar possíveis defeitos de TPCs a partir do monitoramento da tensão secundária de sequência zero. O método foi desenvolvido para ser utilizado de forma contínua, logo não há segmentação. Limiares foram utilizados para determinar a existência ou não de um defeito no componente.

A atuação de disjuntores também pode ser avaliada com o intermédio das oscilografias. A análise dos transitórios nos sinais de corrente no momento da abertura do disjuntor pode fornecer indícios de degradação do seu desempenho, conforme Silva *et al.* (2004) que utilizou os coeficientes de uma decomposição wavelet para determinar os tempos de operação dos disjuntores.

Em (CHANTLER *et al.*, 2000) os dados dos RDPs são utilizados para diagnosticar problemas nos tempos de atuação de dispositivos de proteção. Os sinais são segmentados através da variação da componente de frequência fundamental. A magnitude estimada e a duração dos segmentos são aplicados em um modelo do dispositivo sob análise. Regras procedimentais são utilizadas para concluir se o dispositivo está operando como o esperado.

### 3.1.4 Análise do desempenho da proteção

Um dos objetivos da análise de oscilografias é a avaliação da atuação dos dispositivos de proteção. Basicamente, busca-se identificar quatro casos: 1) Se após um distúrbio a proteção atuou (ou não) corretamente, desligando os devidos equipamentos; 2) Se após um distúrbio a proteção não atuou quando deveria atuar; 3) Se a proteção atuou indevidamente; e 4) Se a proteção demorou demais para atuar.

Alguns trabalhos foram propostos para automatizar, pelo menos em parte, a análise dos casos anteriormente citados. O trabalho de Chantler *et al.* (2000), apresentado anteriormente, também pode ser citado como uma aplicação deste tipo, já que além de detectar falhas incipientes em relés e disjuntores o sistema também é capaz de validar a atuação da proteção.

Uma evolução do trabalho de Kezunovic *et al.* (1993), já comentado na seção 3.1.1, é apresentada em (KEZUNOVIC *et al.*, 1994; KEZUNOVIC, 2000). Nestes artigos o conjunto de regras do sistema especialista foi aprimorado de modo a classificar a correta atuação da proteção incluindo as informações de estado de relés de proteção e disjuntores obtidas a partir das entradas digitais dos RDPs.

Uma abordagem baseada na modelagem das funções de proteção é proposta por Lenz e Rolim (2009). Nesse trabalho foi realizada uma modelagem computacional de diversas funções de proteção de geradores. Estes modelos são submetidos aos registros de oscilografias de ocorrências reais em unidades de geração. A sequência de eventos resultante do modelo da proteção é então comparada com a sequência de eventos real para avaliar o



desempenho do sistema de proteção.

A análise do desempenho da proteção em geral é uma tarefa que faz uso não somente de dados de oscilografia mas também de outras fontes como o sistema supervisorio. Assim, os trabalhos mais elaborados neste tema serão apresentados na seção diagnóstico integrado 3.3.

### **3.1.5 Apresentação resumida das referências**

Nota-se, através das breves descrições apresentadas, que as metodologias de análise de registros de oscilografia empregam uma significativa variedade de métodos nas etapas de segmentação, processamento de dados e tomada de decisão.

De modo a facilitar uma posterior consulta e este texto, as citações bibliográficas foram organizadas em duas tabelas. Através da Tabela 4 pode-se consultar as referências através do tipo de características extraídas dos sinais (linhas) bem como através do método de tomada de decisão empregado (colunas). Na Tabela 5, as referências bibliográficas são classificadas conforme o método de segmentação empregado.

## **3.2 ANÁLISE DE SEQUÊNCIAS DE EVENTOS**

Os dados de SOE podem conter informações de natureza diversa, como ativação de alarmes, atuações de proteções, eventos de disjuntores e informações auxiliares da usina ou subestação. Durante uma ocorrência, como um desligamento de uma unidade de geração ou linha de transmissão, inúmeros eventos são gerados, os quais devem ser agrupados e verificados para determinar a causa da ocorrência. Desta forma metodologias automáticas, ou algumas vezes chamadas de “inteligentes” para filtrar e pré-analisar a sequência de eventos vem sendo propostas na literatura desde a década de 80. O objetivo destas metodologias é, em geral, auxiliar os operadores na identificação e localização de distúrbios no sistema elétrico.

A sequência de eventos é a segunda fonte de informação disponível para ser utilizada no desenvolvimento da metodologia de diagnóstico de ocorrências em unidades de geração. Assim, alguns trabalhos relacionados com análise automática deste tipo de informação foram estudados e são descritos a seguir.

Chan (1989), em um dos trabalhos iniciais propõe uma abordagem ba-

Tabela 4: Bibliografia de análise de oscilografias. Métodos de extração de características versus tomada de decisão.

Características	Tomada de decisão					
	Sist. Especialistas	RNA	Outras redes	Procedimental	Fuzzy	Outros
Características da componente fundamental	(KEZUNOVIC <i>et al.</i> , 1993) (KEZUNOVIC <i>et al.</i> , 1994) (KEZUNOVIC, 2000) (SIU; NGAN, 2004) (STYVAKTAKIS <i>et al.</i> , 2001) (STYVAKTAKIS <i>et al.</i> , 2002b) (STYVAKTAKIS <i>et al.</i> , 2002a)	(SILVA <i>et al.</i> , 2006) (VALE <i>et al.</i> , 2006) (SIU; NGAN, 2004)		(RODRIGUES <i>et al.</i> , 2003a) (BARROS; PEREZ, 2006) (HEYDT <i>et al.</i> , 1999) (PEREZ; BARROS, 2008) (CHANTLER <i>et al.</i> , 2000) (FUTINO <i>et al.</i> , 2009)	(DASH <i>et al.</i> , 2000) (SHAKYA; SINGH, 2008)	(PEREIRA F. <i>et al.</i> , 2009) (SILVA <i>et al.</i> , 2004)
Energia dos coeficientes wavelet		(SILVA <i>et al.</i> , 2006) (GAOUDA <i>et al.</i> , 2002)	(CESAR <i>et al.</i> , 2006) (GAING, 2004)			(GAOUDA <i>et al.</i> , 2002) (DWIVEDI <i>et al.</i> , 2007)
Amplitude dos coeficientes wavelet				(GARGOOM <i>et al.</i> , 2008)	(PRADHAN <i>et al.</i> , 2004)	(KARIMI <i>et al.</i> , 2000)
Duração do evento				(HEYDT <i>et al.</i> , 1999) (PEREZ; BARROS, 2008)		
Amostras do sinal		(SOUZA <i>et al.</i> , 2004)				
Outros				(OZGONENEL <i>et al.</i> , 2006)		

**Tabela 5: Bibliografia de análise de oscilografias conforme método de segmentação empregado.**

<b>Método de segmentação</b>	<b>Referências</b>
Limiar de amplitude freq. fundamental	(PEREZ; BARROS, 2008) (VALE <i>et al.</i> , 2006) (BARROS; PEREZ, 2006)
Variação da amplitude freq. fundamental	(CHANTLER <i>et al.</i> , 2000)
Diferença entre amostras	(STYVAKTAKIS <i>et al.</i> , 2002a) (SHAKYA; SINGH, 2008) (SILVA <i>et al.</i> , 2006) (CESAR <i>et al.</i> , 2006) (PEREZ; BARROS, 2008) (SIU; NGAN, 2004) (GAING, 2004) (SILVA <i>et al.</i> , 2004) (COSTA <i>et al.</i> , 2010)
Limiar de amplitude ou energia dos coef. wavelet	(HEYDT <i>et al.</i> , 1999)
Limiar de amplitude coef. TF	(PEREIRA F. <i>et al.</i> , 2009) (DWIVEDI <i>et al.</i> , 2007) (STYVAKTAKIS <i>et al.</i> , 2001) (STYVAKTAKIS <i>et al.</i> , 2002b) (GAOUDA <i>et al.</i> , 2002) (SOUZA <i>et al.</i> , 2004)
Resíduos de estimação	(OZGONENEL <i>et al.</i> , 2006) (PRADHAN <i>et al.</i> , 2004) (KARIMI <i>et al.</i> , 2000) (GARGOOM <i>et al.</i> , 2008) (DASH <i>et al.</i> , 2000) (FUTINO <i>et al.</i> , 2009)
Não utiliza	(KEZUNOVIC <i>et al.</i> , 1994) (KEZUNOVIC, 2000) (RODRIGUES <i>et al.</i> , 2003a) (KEZUNOVIC <i>et al.</i> , 1993)
Outros	

seada em Redes Neurais Artificiais. Nesta abordagem, os estados de disjuntores e proteções da SOE são aplicados como entradas da RNA. O conjunto de saídas da RNA codifica as ocorrências de acordo com os eventos da entrada. Uma desvantagem significativa deste método é que as possibilidades de padrões de entrada devem ser previstos para executar o treinamento da rede, a qual deve ser retreinada quando a lista de eventos monitorada é alterada.

Já no trabalho de Vale e Moura (1993) foi proposto um sistema especialista para processar alarmes provenientes do sistema supervisorio em centros de controle. O objetivo do sistema é “filtrar” a grande quantidade de alarmes que são apresentados aos operadores. A ocorrência de determinados alarmes e suas relações temporais formam a base de fatos do sistema especialista. A base de regras foi obtida junto aos operadores do sistema.

Um sistema especialista também é proposto em Vázquez M. *et al.* (1997). Neste, um conjunto de regras foi definido para classificar as operações de relés de proteção e disjuntores. Descrevendo de uma forma simplificada, o sistema funciona a partir de eventos de abertura de disjuntores. Um SE determina, a partir daí, quais eram os relés associados a este disjuntor que deveriam atuar. A base de regras contém as informações sobre a lógica de proteção. Os eventos que deveriam estar presentes são então correlacionados com a sequência de eventos registrada. Um índice para esta correlação foi definido, avaliando as várias hipóteses através do índice determina-se qual a causa provável da ocorrência.

Lee *et al.* (2000) apresentam uma abordagem baseada em um sistema especialista *fuzzy* para diagnóstico de eventos em nível regional, englobando inclusive a análise de eventos em uma subestação devido a faltas em subestações vizinhas. Neste trabalho, um programa monitora continuamente os alarmes, analisando-os para em seguida executar o sistema especialista adequado para a análise completa. Foram desenvolvidos três SEs: para diagnóstico integrado de várias subestações; para diagnóstico interno à subestação onde ocorreu o problema e para diagnóstico das linhas de transmissão, caso o problema tenha origem nas mesmas. Sistemas especialistas também são utilizados em aplicações mais recentes de diagnóstico de eventos como em (XING; HAIBO, 2010).

Em (FRITZEN *et al.*, 2010), visando filtrar a sequência de eventos e identificar o equipamento (transformador, linha de transmissão, etc.) sob falta é proposta a utilização de uma rede neural do tipo *Generalized Regression Neural Network* (GRNN) em conjunto com Algoritmos Genéticos (AG). Um conjunto de GRNNs é utilizada para modelar a lógica de proteção, sendo que cada entrada corresponde a um evento de atuação de funções de proteção. A saída é uma classificação preliminar, indicando o local de ocorrência da falta, como transformador, barramento, externa, etc. O resultado da aplicação das GRNNs pode gerar várias hipóteses sobre a causa da ocorrência. Assim, um AG é utilizado para minimizar uma função objetivo cujo ponto de mínimo representa a hipótese mais simples capaz de explicar os eventos registrados. Em um trabalho anterior (CARDOSO *et al.*, 2008), os autores utilizam as GRNNs de forma semelhante, porém um sistema especialista *fuzzy* é utilizado para encontrar a solução mais plausível.

Uma abordagem totalmente baseada em algoritmos genéticos foi proposta por Wen e Han (1995) de modo que a seção de um sistema elétrico sob falta é estimada a partir dos alarmes (sequência de eventos) em um centro de operações. O problema é formulado como um problema de programação inteira, onde o AG é utilizado para minimizar uma função objetivo para obtenção da hipótese que melhor explica os alarmes registrados.

Em âmbito nacional, trabalhos recentes foram publicados no sentido de auxiliar a operação de sistemas elétricos a partir de ferramentas de pré-análise ou gerenciamento de eventos do sistema de supervisão. No sistema de pré-análise de atuações de funções de proteção para usinas hidroelétricas proposto por Oura *et al.* (2009b) o usuário pode definir um conjunto de regras em função das informações disponíveis na sequência de eventos, atribuindo prioridades a determinados eventos e programando as relações entre os diversos alarmes. O sistema permite validar a operação das funções de proteção com

base nos eventos registrados. Apesar do trabalho fazer referência a um sistema especialista para o diagnóstico, não há comentários acerca de métodos de inferência das regras, da forma como o conhecimento é estruturado (fatos) nem da linguagem utilizada. Subentende-se que trata-se de uma abordagem procedimental. Em (MENEZES *et al.*, 2009) é apresentado um sistema de monitoramento dos alarmes como ferramenta para auxílio pós-operação.

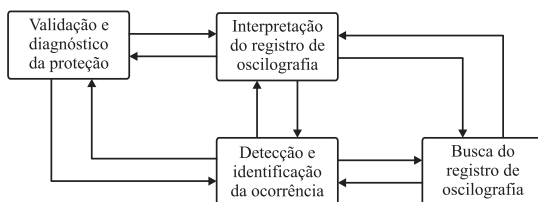
Com respeito a sistemas de análise automática de dados de sequências de eventos, verificou-se que a utilização de técnicas de inteligência computacional é prática comum nas propostas. Dentre estas, sistemas baseados em conhecimento são utilizados com frequência, visto que a solução do problema geralmente requer conhecimento especializado sobre o sistema elétrico e os eventos presentes na SOE. Este conhecimento pode ser representado explicitamente através de um conjunto de regras.

### 3.3 DIAGNÓSTICO INTEGRADO

Os trabalhos mais elaborados verificados na revisão bibliográfica utilizam mais de uma fonte de informação, como por exemplo, dados de oscilografia e de sequências de eventos. Outras informações também podem ser utilizadas, como os eventos de operação internos aos relés de proteção digitais. Estas aplicações foram classificadas como diagnóstico integrado, visto que há a integração de mais de uma fonte de informação em uma única metodologia. Sistemas de diagnóstico integrado vêm sendo propostos desde os anos 90 (MINAKAWA *et al.*, 1995), porém apenas mais recentemente, com o advento dos dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), é que esta abordagem integrada está se tornando possível nas empresas do setor. Os IEDs tais como os relés de proteção digitais e registradores de perturbação possuem capacidade de processamento e comunicação avançadas viabilizando a integração das informações em centros de análise (ALLEN *et al.*, 2005). A seguir são comentados alguns trabalhos relevantes publicados recentemente.

Um sistema completo de gerenciamento e análise automática de ocorrências vem sendo desenvolvido e aplicado no Reino Unido. O trabalho é apresentado inicialmente em (HOSSACK *et al.*, 2002; HOSSACK *et al.*, 2003; MCARTHUR *et al.*, 2004). Trata-se de um sistema bastante complexo empregado no diagnóstico pós-falta, utilizando dados de registros de oscilografia e sequências de eventos. A principal característica deste trabalho é a utilização de um sistema multiagente onde as diversas etapas de análise são realizadas por módulos (ou agentes) separados, mas que se comunicam

conforme Figura 9. Neste sistema, um dos agentes identifica primeiramente, através dos dados do sistema supervisorio, se houve uma ocorrência e sua localização no sistema como, por exemplo, em qual subestação ou usina ocorreu. Esta informação é disponibilizada aos demais agentes responsáveis por coletar as oscilografias necessárias, processar as informações nestes registros, diagnosticar a causa do registro, avaliar a atuação do sistema de proteção e disponibilizar os resultados aos usuários. Desta forma, cada agente pode ser implementado com uma técnica diferente. Davidson *et al.* (2003) apresentaram a base de um destes agentes, responsável pelo diagnóstico do desempenho da proteção utilizando a técnica de Raciocínio Baseado em Modelos.



**Figura 9: Agentes inteligentes para análise de ocorrências (HOSSACK *et al.*, 2002).**

Os artigos (DAVIDSON *et al.*, 2006) e (MCARTHUR; DAVIDSON, 2006) apresentam Uma nova versão do sistema multiagente de Davidson *et al.* (2003), desenvolvida de acordo com padrões internacionais estabelecidos pela *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA), com o acréscimo de alguns agentes e resultados da aplicação do esquema em partes do sistema elétrico do Reino Unido foi apresentada em 2006 (DAVIDSON *et al.*, 2006; MCARTHUR; DAVIDSON, 2006). Nesta segunda versão um maior enfoque é dado nos aspectos de implementação e na caracterização do sistema multiagente.

Alguns sistemas utilizam informações de eventos digitais não do sistema supervisorio, mas sim dos próprios relés de proteção digitais, os quais podem possuir função de sequenciamento de eventos. Um exemplo é o trabalho de Luo e Kezunovic (2005b) para diagnóstico de faltas, que é baseado em um sistema especialista para a integração dos resultados de análises de duas metodologias publicadas previamente pelos autores. Uma delas utiliza dados de RDPs para diagnosticar faltas em linhas de transmissão e já foi citada anteriormente (KEZUNOVIC *et al.*, 1993). A outra metodologia utiliza os da-

dos provenientes dos relés de proteção digitais, tanto a sequência de eventos interna do relé como a oscilografia gerada no mesmo. Um sistema especialista avalia os dados coletados concluindo sobre a correta atuação da proteção (KEZUNOVIC; LUO, 2005; LUO; KEZUNOVIC, 2005a). A integração das duas metodologias possibilitou uma melhoria na qualidade da análise, segundo os autores, bem como na redução da quantidade de informação a ser avaliada pelos engenheiros analistas.

Numa abordagem diferente amostras dos sinais de tensão e corrente monitorados por RDPs são aplicadas diretamente nas entradas de uma RNA do tipo *perceptron* juntamente com informações de estado de dispositivos de proteção e disjuntores. A RNA é treinada de modo a apresentar na saída o tipo de ocorrência e o tempo para interrupção da falta (ZIN; KARIM, 2007).

Uma metodologia relacionada à análise de perturbações em geradores foi proposta por Kezunovic *et al.* (1996). No entanto, neste caso o sistema não utiliza dados de RDPs, mas sim de um sistema de aquisição de dados dedicado, para realização de uma análise contínua (*on line*). São verificadas apenas as condições operativas do gerador, se este está operando abaixo ou acima dos limites de tensão e da curva de capacidade nominal. Apesar de ser aplicado *on line*, as ideias apresentadas podem ser utilizadas também na análise *off line*.

No Brasil também estão sendo desenvolvidas metodologias de diagnóstico integrado. Uma delas foi produto do desenvolvimento desta tese, utilizando dados de RDPs e sequências de eventos do sistema supervisor de geração (VARELA *et al.*, 2009a; VARELA *et al.*, 2009b).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico responsável pelo controle do sistema interligado nacional também é responsável pela análise de perturbações, além de avaliar os relatórios de perturbação enviados pelas empresas. Desta forma, o ONS vem desenvolvendo um sistema integrado de diagnóstico que consiste atualmente em um sistema de gerenciamento de registros oscilográficos com funções de pré-análise (GIOVANNINI *et al.*, 2009). Porém, nos próximos passos do desenvolvimento do projeto serão incluídas informações de bancos de dados de cadastro de perturbações bem como de proteções.

### 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme pode ser verificado através dos trabalhos citados, diversas técnicas computacionais podem ser utilizadas nas etapas que constituem a

análise automática de ocorrências.

Constata-se através da revisão bibliográfica, que uma etapa de extração de características dos registros de oscilografia é fundamental para a redução da quantidade de dados a serem avaliadas pela metodologia de diagnóstico. A maioria dos trabalhos pesquisados utiliza características das componentes de frequência fundamental de tensão e/ou corrente elétrica, como amplitude, defasagem, componentes de sequência e variações destes parâmetros ao detectar uma perturbação, para determinar a causa da ocorrência. A estimação destes valores de frequência fundamental é uma etapa importante em todas as metodologias. Algoritmos adaptativos como o filtro de Kalman constituem uma excelente ferramenta para este fim, podendo estimar os parâmetros mesmo quando há variações na frequência fundamental e componentes exponenciais superpostas aos sinais sob análise. Parâmetros obtidos através dos coeficientes de transformadas wavelet também são amplamente utilizados. Além disso, parâmetros do transitório em si, como sua duração e amplitude podem ser aplicados na classificação das ocorrências.

Diversos métodos podem ser empregados na segmentação dos dados. Limiares de comparação com a amplitude das componentes de frequência fundamental são utilizados bem como a aplicação de limiares na amplitude dos coeficientes obtidos pela transformada wavelet. Resíduos de estimação como os obtidos com o filtro de Kalman também apresentaram bons resultados na segmentação. Várias metodologias de diagnóstico pesquisadas não utilizam segmentação, na maioria em virtude de serem destinadas a aplicações *on line*. Apesar disto, estes trabalhos foram úteis na pesquisa sobre extração de características e métodos de tomada de decisão.

Na etapa de tomada de decisão, a maioria dos trabalhos relacionados, inclusive em aplicações reais, utilizam técnicas de inteligência computacional (IC). Estas técnicas são particularmente interessantes, pois visam reproduzir em programas computacionais, o comportamento de processos da natureza, em especial, o cérebro humano.

As técnicas de IC mais conhecidas são as redes neurais artificiais, os sistemas especialistas, a lógica difusa e os algoritmos genéticos (RODRIGUES *et al.*, 1997). Estas técnicas são amplamente utilizadas em sistemas de potência, particularmente, no diagnóstico de faltas em equipamentos. Na revisão bibliográfica foi constatado que a maioria dos trabalhos correlatos utilizam sistemas especialistas ou redes neurais. Nota-se que há uma maior dificuldade na aplicação de redes neurais para a solução do problema apresentado no capítulo introdutório, visto que não estão disponíveis dados de ocorrências em unidades de geração em quantidade suficiente para o seu



correto treinamento, sendo necessário recorrer as simulações. Nestes casos, sistemas baseados no conhecimento como sistemas especialistas e sistemas *fuzzy* são alternativas viáveis. Além disso, os SEs são mais apropriados para solução de problemas que normalmente seriam resolvidos por especialista humano, no qual se enquadra este trabalho, já que podem emular a sua forma de raciocínio.

Uma abordagem mais recente para a solução do problema de análise de ocorrências em sistemas de potência são os chamados *Sistemas Multiagentes*. Nesta abordagem, a maioria das metodologias estudadas pode ser aplicada nos agentes de análise, fazendo parte de um esquema ainda mais amplo de diagnóstico de perturbações (BUSE *et al.*, 2003). Desta forma, pode-se lidar com diferentes fontes de informação e de forma distribuída (DAVIDSON *et al.*, 2006).



## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada a metodologia empregada no desenvolvimento do sistema de pré-análise de oscilografias. O ponto de partida na definição desta metodologia são os dados de entrada, que devem estar disponíveis em uma central de análise de oscilografias (adquiridos de diversas usinas). Estes dados são:

- Registros de oscilografia dos RDPs, divididos em:
  - Registros fasoriais (longa duração);
  - Registros de forma de onda ;
- Sequências de eventos dos sistemas supervisórios das usinas.

A metodologia consiste em analisar separadamente as informações dos dois tipos de oscilografia conforme uma nova ocorrência é sinalizada pelo sistema de coleta e gerenciamento. Trata-se de uma abordagem semelhante à utilizada atualmente pelos engenheiros responsáveis por esta análise nas empresas. Nesta abordagem, primeiro são verificados os registros fasoriais que, por possuírem duração da ordem de minutos, possibilitam uma visão geral da ocorrência. A partir desta primeira análise já é possível a eliminação da maioria dos registros irrelevantes. Em seguida são analisados os registros de forma de onda que apresentam alta taxa de amostragem, possibilitando a identificação de transitórios rápidos.

As sequências de eventos (SOE) são utilizadas durante o processo, fornecendo informações complementares às atuações dos canais digitais dos RDPs, pois na SOE o número de estados monitorados é maior do que nos oscilógrafos. Na metodologia proposta, a SOE é utilizada para complementar as análises dos registros de longa duração.

### 4.1 ESTRUTURA GERAL

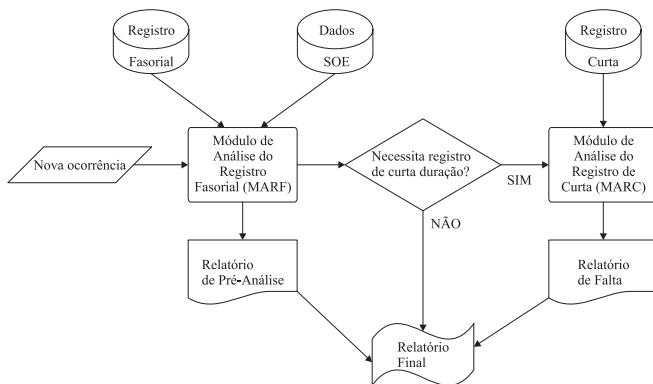
Diante do exposto nos parágrafos acima, optou-se pela implementação de um sistema de pré-análise de oscilografias dotado de estrutura modular. Os módulos são responsáveis por tarefas distintas, de acordo com o tipo de registro sob análise. Com esta abordagem pode-se dividir o problema em subproblemas menores, facilitando a implementação e validação do sistema e ampliando a abrangência das análises a serem realizadas.

Esta estrutura modular pode ser vista na Figura 10 onde se destacam os dois principais módulos do esquema proposto:

- Módulo de Análise do Registro Fasorial (MARF): Responsável por

executar uma análise preliminar da ocorrência através dos registros fasoriais. A sequência de eventos do período de tempo correspondente ao registro de longa duração é utilizada para complementar o resultado desta análise.

- **Módulo de Análise do Registro de Curta Duração (MARC):** Faz uso dos registros de curta duração e da sequência de eventos para obter análises detalhadas de perturbações que não podem ser identificadas pelo MARF.



**Figura 10: Estrutura geral do sistema proposto.**

A primeira etapa a ser executada para o funcionamento deste sistema é a coleta dos dados. Assume-se que um sistema de coleta e gerenciamento de registros oscilográficos esteja instalado na central de análises. Este gerenciador fornece os registros de longa duração e os de curta duração que porventura estiverem associados a este. Registros de curta duração estão associados a um registro fasorial, se seu(s) instante(s) de disparo estão contidos no intervalo correspondente ao registro de longa duração. Este mesmo intervalo pode ser utilizado para buscar na lista do SOE apenas os eventos que ocorreram no período considerado.

Com isso, o funcionamento do esquema pode ser descrito da seguinte forma: Quando uma nova ocorrência é sinalizada pelo sistema de coleta e gerenciamento de oscilografias, os dados do registro fasorial são transferidos para o Módulo de Análise do Registro Fasorial. São transferidos também para o MARF os dados da sequência de eventos (SOE) ocorridos durante o intervalo de tempo considerado. Com isso o MARF pode concluir sobre a relevância do registro e se uma análise mais detalhada utilizando o regis-

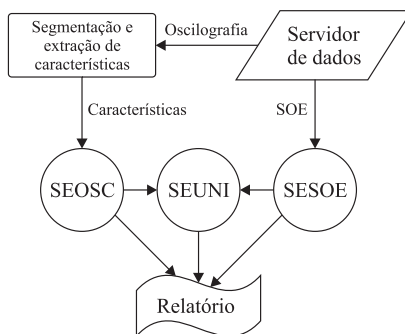
tro de curta duração correspondente se faz necessária nos casos de desligamento forçado e resultado inconclusivo. Caso esta condição seja verificada, o MARC é executado utilizando o(s) registros de curta duração associados. Após a execução, tanto o MARF quanto o MARC geram relatórios contendo todas as ações realizadas no processo de tomada de decisão.

Dependendo do caso avaliado, não são necessárias análises mais detalhadas e o resultado do MARF é suficiente para diagnosticar a ocorrência. Neste caso se enquadram as ocorrências geradas por exemplo, quando os geradores se encontram fora de operação e estão sendo executados testes nos seus sistemas de proteção ou então em casos de energização ou tomada de carga.

O detalhamento dos módulos serão apresentados nas duas seções seguintes.

## 4.2 PRÉ-ANÁLISE: REGISTRO DE LONGA DURAÇÃO E SOE

Os dados de oscilografia de longa duração são os primeiros a serem verificados pelo analista quando uma nova ocorrência é registrada. Visando reproduzir o raciocínio utilizado diariamente pelo analista, o fluxograma do MARF segue os passos apresentados na Figura 11, com etapas de preparação dos dados e processamento por sistemas especialistas (SE).



**Figura 11: Estrutura do módulo de análise do registro fasorial.**

Os itens a seguir apresentam uma visão geral do funcionamento do MARF.

- Inicialmente é feita uma varredura nos dados de cada grandeza

analógica de interesse presente no registro fasorial, visando detectar a presença de transitórios. Com isso pode-se segmentar os dados em intervalos do tipo pré-falta e pós-falta. Caso nenhum transitório seja detectado, os sinais são segmentados em duas partes iguais. A forma como esta segmentação é feita é detalhada na seção 4.2.1.

- Para cada um dos segmentos identificados é feita uma extração de características que formarão a base de fatos sobre a qual um sistema especialista realizará o processo de inferência das regras e tomada de decisão.
- O Sistema Especialista de Análise da Oscilografia (SEOSC) realiza o processo de inferência sobre as características dos dados segmentados obtendo um resultado preliminar a partir do registro oscilográfico de longa duração.
- Em outro fluxo de dados, os eventos registrados na sequência de eventos são obtidos a partir da base de dados do sistema supervisor. Estes eventos correspondem ao período de duração da oscilografia e também são filtrados de modo a conter apenas eventos relativos à usina e unidade de geração sob análise.
- Um segundo sistema especialista, chamado de Sistema Especialista de Análise da Sequência de Eventos (SESOE) é então executado. Este SE avalia a ocorrência com base apenas nos eventos do SOE.
- Os resultados de ambos os SEs são então comparados por um terceiro SE, chamado de Sistema Especialista de Diagnóstico da Unidade (SEUNI). Este SE obtém a conclusão final do MARF com base nos dados de oscilografia e SOE.

O MARF foi desenvolvido para classificar as ocorrências em:

- Desligamento por reversão de potência: Procedimento utilizado em unidades térmicas para evitar eventuais excessos de velocidade da turbina após a desconexão da unidade do sistema. Neste procedimento o fluxo de vapor na turbina é reduzido pelo operador até haver a motorização do gerador, disparando a proteção contra reversão de potência (32).
- Desligamento sem reversão de potência: Procedimento normal de desligamento de geradores, através da redução gradual da potência gerada, até atingir um patamar em que o disjuntor pode ser aberto manualmente sem desgastes elevados dos seus terminais.
- Testes do sistema de proteção: Casos em que a unidade se encontra desligada e o disparo do(s) RDP(s) se dá devido à atuação dos dispositivos de proteção sob teste, cujos contatos auxiliares estão

conectados nas entradas digitais dos oscilógrafos.

- Operação normal: Caso em que a unidade está em operação normal e não sofre influência de perturbações.
- Unidade desligada: Quando o disparo do RDP se dá em circunstâncias em que o gerador está fora de operação, como disparos por *trigger* externo.
- Energização: Corresponde aos registros gerados durante o procedimento de energização e sincronismo da unidade.
- Unidade Isolada: Quando a unidade de geração se encontra operando em vazio. Neste caso o disparo pode se dar por um *trigger* externo ou em outra unidade de geração.
- Sincronização: Quando o gerador é sincronizado com o sistema, através do fechamento do disjuntor principal da unidade. O disparo nesta situação pode se dar pelo *trigger* de variação de corrente ou pela própria atuação do disjuntor, caso este esteja conectado nas entradas digitais do RDP.
- Falta ou Desligamento forçado: São os casos em que há rejeição de carga, ou seja, a unidade é desconectada do sistema durante operação normal, através da atuação de algum dispositivo de proteção. Neste caso, há a necessidade de um diagnóstico mais amplo, verificando-se também os registros de curta duração.
- Sem resultado: Nestes casos uma análise mais detalhada da ocorrência também se faz necessária, utilizando os registros de curta duração e as sequências de eventos.

Nas subseções a seguir, os blocos da Figura 11 serão apresentados em maiores detalhes.

### 4.2.1 Segmentação

A segmentação dos sinais provenientes dos RDPs pode ser feita através da definição de índices de detecção de eventos (ID). Uma vez definidos, tais índices podem ser utilizados para a detecção de transitórios e/ou mudanças de estado nas grandezas utilizadas pelo módulo de pré-análise. Além da detecção, os IDs permitem a determinação de uma estimativa do instante de tempo em que os eventos ocorreram, possibilitando a segmentação dos sinais em pré, durante e pós-evento.

Na análise dos registros fasoriais apenas serão utilizados os segmentos pré e pós-evento, pois busca-se, nesta primeira etapa, descartar as oscilogra-

fias irrelevantes que constituem a maioria dos casos. Quando uma análise mais detalhada do transitório se fizer necessária, o registro de curta duração será utilizado em virtude de sua alta resolução.

Conforme mencionado nas considerações finais do capítulo referente à revisão bibliográfica, em um dos artigos pesquisados são utilizados registros semelhantes aos registros fasoriais apresentados neste trabalho. O tipo de registro utilizado em Styvaktakis *et al.* (2002a) difere, em parte, do registro fasorial dos RDPs pois tratam-se de valores *rms* apenas, enquanto que os RDPs ainda realizam a medição do ângulo elétrico. No entanto, o módulo do registro fasorial calculado pelos RDPs é em geral constituído pelo valor *rms*, sendo que apenas o ângulo do fasor é calculado na frequência fundamental (REASON, 2005). Com isso, pode-se utilizar o índice de detecção de eventos proposto no referido artigo também nos registros provenientes dos RDPs. Este índice é apresentado na equação (1).

$$id_1(n) = |u_{rms}(n+1) - u_{rms}(n)| \text{ para } n = 1 \dots N-1 \quad (1)$$

Onde  $n$  é o número da amostra e  $N$  é o número total de amostras do sinal  $u_{rms}$  amostrado pelo registrador.

O ID calculado por (1) é o valor absoluto da diferença entre amostras consecutivas do sinal. Assim, quando o valor de *id* ultrapassar certo limiar considera-se que um evento foi detectado. No entanto, este índice de detecção é eficaz apenas para variações bruscas no sinal  $u_{rms}$ . Quando o sinal possui transitórios lentos, o evento pode não ser detectado, como no exemplo apresentado na Figura 12, onde um registro da tensão do gerador durante a desenergização não é corretamente segmentado.

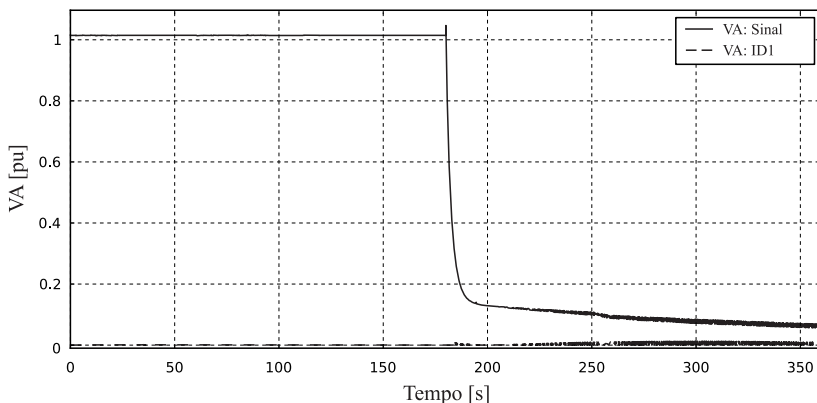
Assim, foi proposta uma modificação em (1) para incluir um parâmetro que permite aumentar o intervalo entre as amostras utilizadas no cálculo de *id*. Este novo índice de detecção é apresentado na seguinte equação:

$$id_2(n) = |u_{rms}(n+\Delta) - u_{rms}(n)| \text{ para } n = 1 \dots N-\Delta \quad (2)$$

Onde  $\Delta$  é um número inteiro representando o numero de amostras do intervalo de cálculo do  $id_2$ . Assim, aumentando-se o parâmetro  $\Delta$  pode-se determinar eventos lentos nos registros fasoriais.

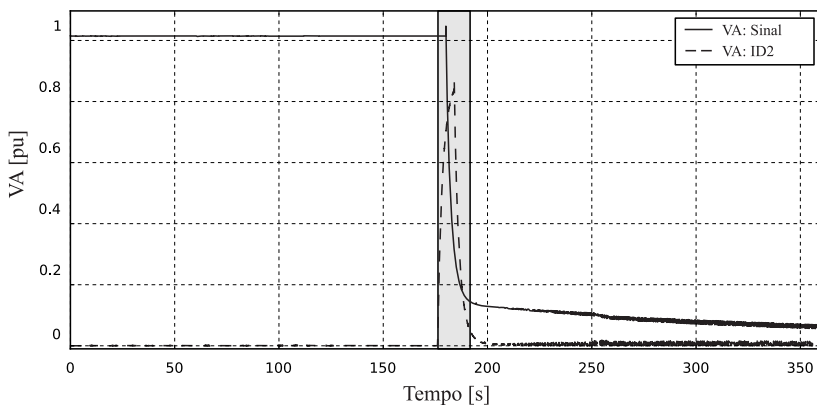
A Figura 13 apresenta um exemplo de sinal segmentado do módulo da tensão de uma das fases de um gerador, comparando  $id_2$  com um limiar de  $0,05pu$  e  $\Delta = 480$  amostras (correspondem a um período de 8 segundos).





**Figura 12: Exemplo de sinal segmentado utilizando  $id_1$ .**

Os traços verticais definem o intervalo no qual  $id_2$  ultrapassa este limiar de  $0,05 pu$ .



**Figura 13: Exemplo de sinal segmentado utilizando  $id_2$ .**

O índice de detecção proposto tem um bom desempenho na detecção de transitórios lentos permitindo classificar a oscilografia como digna de análise mais detalhada ou não. Porém, este índice de detecção apresenta sensibilidade a ruídos nos sinais amostrados ou então a erros na aquisição dos sinais no próprio RDP, o que limita sua aplicação. Falhas na transmissão dos dados do RDP para a central de análises também podem comprometer uma

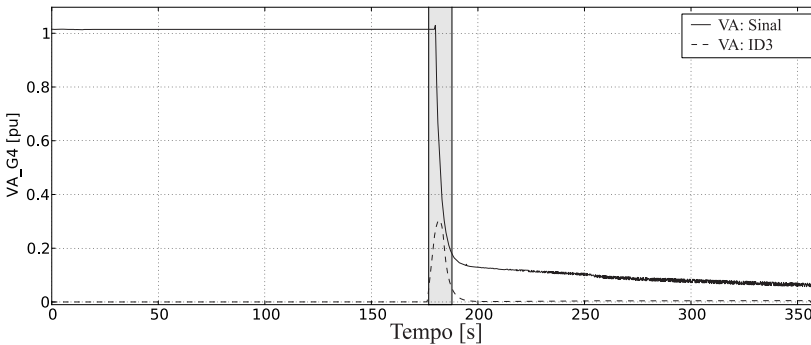
ou mais amostras do sinal, podendo ocasionar um  $id$  de valor elevado em um ponto do sinal em que não há efetivamente nenhum transitório.

Desta forma, neste trabalho será empregado um terceiro índice de detecção ( $id_3$ ) baseado no desvio padrão do sinal calculado para uma janela de dados de  $\Delta$  amostras, conforme (3).

$$id_3(n) = \sigma_{\Delta}(n) = \frac{1}{\Delta - 1} \sum_{i=n}^{n+\Delta} (|\vec{y}(i)| - \mu)^2 \quad (3)$$

O desvio padrão representa um valor médio do quanto as amostras do sinal estão distantes da média  $\mu$ , calculada para todo o sinal, o que o torna menos sensível a ruídos e amostras contaminadas com erros grosseiros (SMITH, 1997). Em (3),  $n$  é o índice da amostra do sinal no registro de oscilografia,  $|\vec{y}(i)|$  é o módulo do fasor na amostra  $i$ ,  $\Delta$  representa o tamanho da janela expresso em número de amostras,  $\sigma_{\Delta}$  é o desvio padrão calculado para esta janela e  $\mu$  é o valor médio calculado na janela. Nos exemplos apresentados  $\Delta$  foi escolhido como 480 amostras (8 segundos considerando 60 fasores por segundo no registro) que representa um período de tempo suficientemente longo para a correta detecção dos transitórios de tensão nos registros de longa duração. Este valor foi obtido a partir de testes com registros reais de perturbação.

Quando o valor de  $id_3(n)$  ultrapassa um certo limiar  $\delta$  é considerado que a amostra  $n$  pertence a um segmento transitório. Consequentemente, a primeira amostra onde  $id_3(n) > \delta$  indica o início do transitório, o qual termina com a última amostra onde  $id_3(n) > \delta$ . Um exemplo de aplicação deste índice pode ser visto na Figura 14.

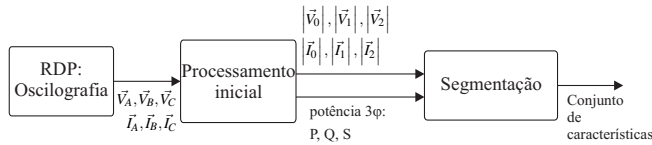


**Figura 14: Exemplo de sinal segmentado utilizando  $id_3$ .**

### 4.2.2 Extração de características

Uma vez definido, o método de segmentação pode ser utilizado nas grandezas processadas pelo MARF. A quantidade de grandezas monitoradas pelos RDPs pode variar entre diferentes usinas, bem como entre unidades de geração de uma mesma usina. Assim, as grandezas utilizadas pelo MARF foram escolhidas de tal modo que sejam aquelas que na grande maioria dos casos são monitoradas pelos RDPs. Dentre as usinas e seus sistemas de oscilografia pesquisadas durante este trabalhos constatou-se que em todas as unidades as correntes de saída e as tensões nos terminais do gerador são monitoradas pelos RDPs. Este não é o caso, por exemplo, das correntes e tensões no lado de alta tensão do transformador elevador das unidades de geração. Desta forma o MARF utiliza como grandezas de entrada as três tensões no terminal do gerador e as três correntes de fase.

De modo a reduzir o número de características a serem extraídas, os dados são inicialmente submetidos a uma etapa de pré-processamento em que as grandezas trifásicas fasoriais são decompostas em componentes simétricas. A componente de sequência positiva é utilizada para segmentação, realizada através da aplicação do índice  $id_3$  apresentado anteriormente. As potências ativa, reativa e aparente também são calculadas a partir dos registros fasoriais trifásicos. A Figura 15 apresenta um diagrama de blocos do procedimento.



**Figura 15: Segmentação e extração de características do registro de longa duração.**

Durante o processo de análise tradicional, o especialista não realiza cálculos complexos nos sinais do registro fasorial, apenas avalia o comportamento das grandezas ao longo do tempo, buscando indícios de perturbações e correlacionando-as entre si e com as atuações da proteção. O cálculo das potências trifásicas do gerador também é bastante utilizado na análise do registro fasorial.

Assim, após o processo de segmentação, o qual é realizado para os dados de tensão de sequência positiva e corrente de sequência positiva, os respectivos intervalos pré-falta e pós-falta são determinados. Em cada segmento são calculados os valores médios das grandezas. A Tabela 6 apresenta

o conjunto de características extraídas dos registros fasoriais de oscilografia.

**Tabela 6: Conjunto de características extraídas do registro fasorial.**

Símbolo	Descrição
$V1_{pre}, V1_{pos}$	Valor médio do módulo da tensão de sequência positiva pré e pós-transitório.
$V2_{pre}, V2_{pos}$	Valor médio do módulo da tensão de sequência negativa pré e pós-transitório.
$V0_{pre}, V0_{pos}$	Valor médio do módulo da tensão de sequência zero pré e pós-transitório.
$I1_{pre}, I1_{pos}$	Valor médio do módulo da corrente de sequência positiva pré e pós-transitório.
$I2_{pre}, I2_{pos}$	Valor médio do módulo da corrente de sequência negativa pré e pós-transitório.
$I0_{pre}, I0_{pos}$	Valor médio do módulo da corrente de sequência zero pré e pós-transitório.
$P_{pre}, P_{pos}$	Valor médio da potência ativa trifásica pré e pós-transitório.
$Q_{pre}, Q_{pos}$	Valor médio da potência reativa trifásica pré e pós-transitório.
$S_{pre}, S_{pos}$	Valor médio da potência aparente trifásica pré e pós-transitório.

Estas características são armazenadas na base de fatos do sistema especialista de análise da oscilografia (SEOSC) o qual, a partir destes valores, concluirá a respeito do estado operativo do gerador durante o período de tempo registrado pelo RDP.

#### 4.2.3 Sistema Especialista de Análise da Oscilografia

As características de cada unidade geradora (Tabela 6) são armazenadas na base de conhecimento do sistema especialista SEOSC em estruturas denominadas *templates*. Nos *templates* as informações são armazenadas em campos nomeados chamados *slots* (escaninhos). Ao todo três *templates* foram definidos no SEOSC, estes representam os fatos que juntamente com as regras compõem sua base de conhecimento. Esta estrutura é apresentada na Figura 16.

Os dados obtidos da segmentação são armazenados nos fatos baseados no *template* chamado “Fatos de entrada”, cujos *slots* são descritos na Tabela 7.

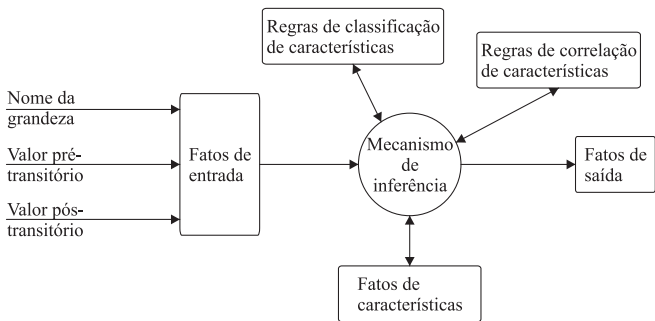


Figura 16: Estrutura do SEOSC.

Tabela 7: Fatos de entrada.

Campo (slot)	Descrição
Nome	Texto com o nome da grandeza que pode ser: $I_0, I_1, I_2, V_0, V_1, V_2, P, Q$ e $S$
ValorPre	Valor médio da grandeza no intervalo pré-transitório
ValorPos	Valor médio da grandeza no intervalo pós-transitório

Após a inserção de todos os fatos de entrada, pode-se dar início ao processo de inferência do sistema especialista, que relacionará os fatos atuais às regras na base de conhecimento.

No SEOSC foram definidos dois conjuntos de regras. O primeiro conjunto tem como premissas os fatos de entrada. O objetivo destas regras é realizar uma verificação de cada grandeza, relacionando os valores pré-distúrbio com os pós-distúrbio. Estas regras resultam em uma descrição da condição de cada grandeza ao longo do tempo. Por exemplo, se a tensão de sequência positiva apresentar valores próximos ao nominal durante todo o registro de oscilografia será classificada como uma grandeza *sem variação*. Esta e outras relações são estabelecidas por este primeiro conjunto de regras, apresentados na Tabela 8.

As regras da Tabela 8 podem ser interpretadas da seguinte maneira, tomando como exemplo a primeira delas:

*SE o valor médio da grandeza no intervalo pré-distúrbio for aproximadamente zero (menor do que 0,05 pu) E o valor pós-distúrbio for maior do que zero (maior do que 0,05 pu) ENTÃO houve um aumento inicial (partindo de zero) da grandeza.*

**Tabela 8: Regras de classificação de características.**

$n^{\circ}$	Conclusão da regra	Valor pré-distúrbio [pu]	Valor pós-distúrbio [pu]	Premissa adicional
1	Aumento inicial	$< 0,05$	$> 0,05$	
2	Decréscimo final	$> 0,05$	$< 0,05$	
3	Acréscimo	$> 0,05$	$> 0,05$	$(Pós - Pré) \geq 0,1 pu$
4	Decréscimo	$> 0,05$	$> 0,05$	$(Pré - Pós) \geq 0,1 pu$
5	Sem variação			$abs(Pré - Pós) \leq 0,1 pu$

Três das regras da Tabela 8 possuem uma premissa adicional e podem ser interpretadas da seguinte maneira, tomando como exemplo a terceira regra da tabela:

*SE o valor médio da grandeza no intervalo pré-distúrbio é maior do que zero E o valor pós-distúrbio for maior do que zero E a diferença entre os valores pós e pré-distúrbio é maior do que o limiar 0,1 pu ENTÃO houve um acréscimo no valor da grandeza.*

Casos típicos em que ocorre o disparo da regra 1 são os casos de energização e sincronismo de geradores. Já a regra 3 pode ser executada em casos de acréscimos bruscos de carga no gerador.

A escolha do limiar 0,05 pu para estabelecerem-se as regras foi feita após análise de um grande conjunto de registros reais de oscilografia. Verificou-se que este valor é menor do que os valores mínimos de corrente elétrica gerada em situações de baixo carregamento, como no suprimento dos serviços auxiliares da usina. Da mesma forma, foi definido o limiar de 0,1 pu para incremento e decremento das grandezas. Dependendo do porte do gerador, uma redefinição destes limiares pode ser requerida.

De acordo com os valores médios em cada segmento, alguma das regras da Tabela 8 pode ser ativada para cada uma das grandezas analisadas pelo SEOSC. Como conclusões, estas regras adicionam um novo tipo de fato na base de conhecimento do SE. Estes fatos são chamados de *Fatos de Características*, presentes na Figura 16. A estrutura deste tipo de fato é descrita na Tabela 9.

Como os *Fatos de Características* possuem somente informações sobre uma das grandezas monitoradas, faz-se necessário um segundo conjunto de regras o qual é responsável por correlacionar as características entre duas ou mais grandezas, por exemplo, entre a tensão no terminal e a corrente de carga do gerador. Com esta correlação, pode-se obter um resultado da análise do registro fasorial. Este segundo conjunto de regras foi chamado de *Regras de Correlação de Características*, presente na Figura 16.

**Tabela 9: Fato de Característica.**

Campo ( <i>slot</i> )	Descrição
Nome	Texto com o nome da grandeza que pode ser: $I_0, I_1, I_2, V_0, V_1, V_2, P, Q$ e $S$
Tipo	Texto indicando o tipo de característica identificada: Aumento inicial, Decréscimo final, Acréscimo, Decréscimo e Sem variação
Valor	Valor associado com cada característica. O valor é a diferença entre os valores pré e pós-transitório, exceto no caso da característica “Sem Variação” onde o valor associado é o do segmento pós-transitório apenas.

As premissas das *Regras de Correlação de Características* são apresentadas através da Tabela 10. Cada linha desta tabela corresponde a uma regra deste conjunto, cujas conclusões estão presentes na primeira coluna. As demais 3 colunas apresentam as premissas de cada regra. A coluna 2 apresenta as grandezas consideradas em cada regra (campo *nome* da Tabela 9) a as relações booleanas entre elas. Na coluna 3, para cada grandeza é apresentado o tipo do fato de característica avaliado (campo *tipo* da Tabela 9), enquanto que na coluna 4 é exposta a premissa relacionada com o valor associado a este fato (campo *valor* da Tabela 9).

De modo a exemplificar como as regras da Tabela 10 podem ser compreendidas, é apresentada a seguir a forma como a primeira regra da referida tabela pode ser *lida*:

*SE na tensão de sequência positiva ( $V^+$ ) houver um aumento inicial com valor maior do que 0,9pu (valor final) E na corrente de sequência positiva houver um aumento inicial ou não houve variação (neste caso com valor inferior a 0,05pu) ENTÃO conclui-se que a unidade de geração foi energizada.* Ou seja, a tensão passou de 0 pu para um valor próximo do nominal enquanto a corrente também aumentou a partir de 0 pu ou então manteve-se com valor nulo. As duas condições na corrente de carga representam a possibilidade de no mesmo registro de oscilografia haver a energização e o sincronismo com tomada de carga do gerador.

De maneira semelhante, a regra de desenergização pode ser interpretada da seguinte maneira: *SE a tensão sofreu um decréscimo ou decréscimo final (valor final nulo) E não houve variação na corrente ou potência ativa (sendo estas com valores nulos) ENTÃO conclui-se que o gerador foi desligado.* Esta regra representa o caso em que o gerador estava operando sem carga e em seguida o regulador de tensão é desligado (tensão reduz para zero).

**Tabela 10: Regras de correlação de características**

Regra	Grandeza	Tipo da característica	Valor da característica
Energização	$E\left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ I_1 \\ \text{OU} \left\{ \begin{array}{l} I_1 \end{array} \right. \right.$	Aumento inicial Aumento inicial Sem variação	$> 0,9pu$ $< 0,05pu$
Desenergização	$E\left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ I_1 \\ \text{OU} \left\{ \begin{array}{l} P \end{array} \right. \right.$	Decréscimo final ou decréscimo Sem variação Sem variação	$> 0,8pu$ $< 0,05pu$ $< 0,1pu$
Unidade Isolada	$E\left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ I_1 \end{array} \right.$	Sem variação Sem variação	$> 0,9pu$ $< 0,05pu$
Sincronismo	$E\left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ I_1 \end{array} \right.$	Sem variação Acréscimo inicial	$> 0,9pu$
Operação normal	$E\left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ I_1 \end{array} \right.$	Sem variação Sem variação	$> 0,9pu$ $> 0,05pu$
Fora de serviço	$V_1$	Sem variação	$< 0,05pu$
Desligamento forçado	$E\left\{ \begin{array}{l} \text{OU} \left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ V_1 \\ I_1 \\ P \end{array} \right. \end{array} \right.$	Decréscimo final Decréscimo Decréscimo final Decréscimo final	$> 0,3pu$
Incremento de carga	$E\left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ \text{OU} \left\{ \begin{array}{l} I_1 \\ P \end{array} \right. \end{array} \right.$	Sem variação Acréscimo Acréscimo	$> 0,9pu$
Decremento de carga	$E\left\{ \begin{array}{l} V_1 \\ \text{OU} \left\{ \begin{array}{l} I_1 \\ P \end{array} \right. \end{array} \right.$	Sem variação Decréscimo Decréscimo	$> 0,9pu$

Os valores finais deste registro de oscilografia são então nulos na tensão e na corrente.

Assim sendo, com base na Tabela 10 pode-se definir e descrever as possíveis saídas do SEOSC:

- **Energização:** Quando a tensão passa de valor próximo de zero para nominal enquanto a corrente se mantém próxima de zero ou há o acréscimo nesta, indicando uma tomada de carga em conjunto com a energização do gerador.
- **Desenergização:** Ocorre quando a tensão passa de valores próximos do nominal para aproximadamente zero enquanto não há carregamento no gerador (corrente nula e sem variação ou potência ativa nula e sem variação).
- **Unidade Isolada:** Neste caso o gerador está operando a vazio e sem



carga. A tensão se mantém nominal durante todo o registro e não há corrente de carga.

- *Sincronismo*: Acréscimo de carga enquanto o gerador operava a vazio. A tensão permanece nominal e a corrente aumenta de zero para um valor superior.
- *Operação normal*: Quando a tensão apresenta valores nominais sem variação significativa, assim como a corrente.
- *Fora de serviço*: Quando tanto a tensão quanto a corrente são nulas durante o registro, caracterizando o gerador desligado.
- *Desligamento forçado*: Caso correspondente à rejeição de carga, caracterizada pela interrupção da corrente (redução do valor para zero) e também pela redução da tensão para valores próximos de zero.
- *Incremento de carga*: Caso caracterizado pela manutenção da tensão em valores nominais e incremento do valor da corrente, sendo que o valor inicial desta não seja nulo.
- *Decremento de carga*: Complementar ao caso anterior, caracterizado pela manutenção da tensão em valores nominais e decréscimo do valor da corrente, sendo que o valor inicial desta não seja nulo.

A conclusão destas regras resulta na criação de um *fato de saída*, contendo o resultado da análise do registro de oscilografia, ou seja, o resultado do SEOSC no formato de um conjunto de caracteres (*string*) que corresponde ao nome de cada um dos casos apresentados acima. Este resultado é armazenado para que possa ser comparado com o resultado da análise da sequência de eventos obtido através do SESOE que será descrita a seguir.

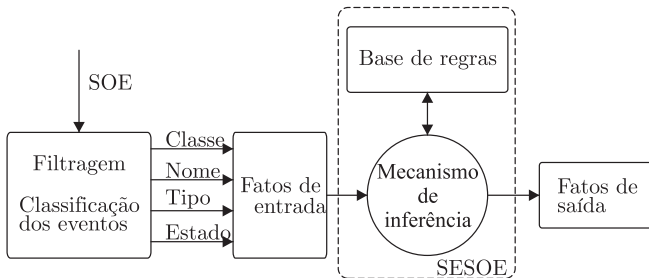
#### 4.2.4 Sistema Especialista de Análise da Sequência de Eventos

O sistema especialista de análise da sequência de eventos (SESOE) tem como principal objetivo fornecer um diagnóstico complementar da ocorrência a partir dos registros de sequência de eventos obtidos do sistema de supervisão das usinas. Este diagnóstico possui duas funções:

- Complementar a análise da oscilografia, possibilitando a identificação de situações que não seriam possíveis com somente a oscilografia;
- Validar o diagnóstico da oscilografia. Caso a análise da SOE divirja de forma não prevista com a análise da oscilografia, o especialista deve avaliar as respostas dos dois sistemas verificando os registros manualmente.

A estrutura do SESOE é apresentada na Figura 17. Conforme pode ser visto na figura, antes do armazenamento dos fatos na base de conhecimento do sistema especialista, os eventos obtidos do sistema supervisório são submetidos a uma etapa de filtragem e classificação.

A etapa de filtragem se faz necessária pois a listagem da sequência de eventos obtida do sistema supervisório contém eventos de outras unidades de geração, além daquela sob análise, e de outros subsistemas da usina que não são necessários para o SESOE. Além disso, a listagem do SOE deve ser segmentada de forma a considerar o intervalo de tempo correspondente à duração do registro fasorial de oscilografia.



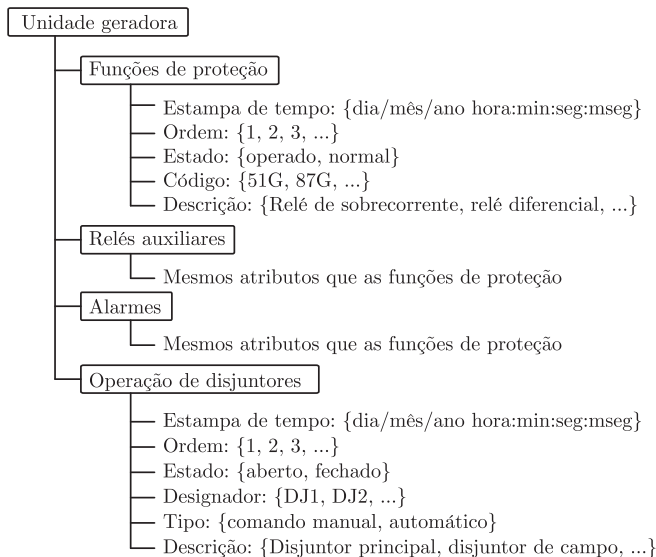
**Figura 17: Estrutura do SESOE.**

Já na etapa de classificação, os eventos filtrados são classificados de acordo com quatro categorias:

- *Proteção*: Eventos gerados pelos dispositivos de proteção monitorados pelas unidades terminais remotas, como sobrecorrente (51), diferencial (87), etc.
- *Auxiliar*: Eventos gerados por relés auxiliares, como relés de bloqueio e de trip.
- *Alarmes*: Eventos referentes a alarmes, como sobretemperatura e nível de gás em transformadores.
- *Disjuntores*: Eventos de abertura ou fechamento de disjuntores.

A partir desta classificação são criados os fatos de entrada do sistema especialista. Diferentemente do SEOSC, no SESOE os fatos são construídos a partir de uma estrutura baseada em objetos-atributos cujas classes dos objetos são as quatro categorias descritas anteriormente. A Figura 18 apresenta esta estrutura de objetos. Uma descrição mais detalhada dos atributos é feita na Tabela 11.

Após a classificação, para cada evento da SOE é criado um novo fato como sendo uma instância de uma das quatro classes de objetos apresentadas.



**Figura 18: Classes de objetos e atributos que definem a base de fatos do SESOE.**

Estas instâncias formarão a base de fatos do SESOE.

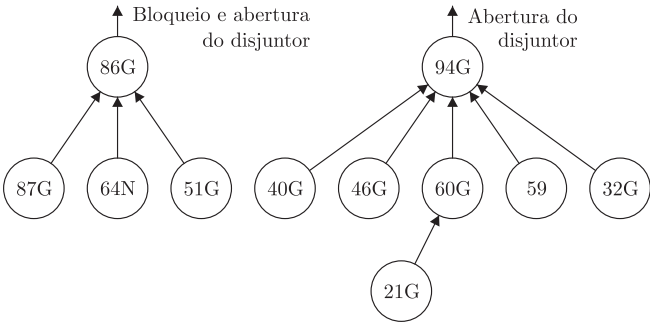
O número de possíveis instâncias de cada classe dependerá principalmente do número de dispositivos de proteção instalados na unidade de geração da usina que são monitorados pelo sistema supervisório. Nesta estrutura de objetos não estão presentes informações a respeito da topologia do sistema de proteção, ou seja, a forma como seus diversos elementos estão conectados. A topologia indica quais os elementos que atuam em relés de bloqueio, por exemplo, ou quais atuam no disjuntor principal da unidade ou no disjuntor de campo. Portanto, a topologia indica quais as atuações que devem ser observadas nos registros de sequência de eventos durante a operação da unidade. No SESOE as informações a respeito desta lógica do sistema de proteção estão em seu conjunto de regras.

Desta forma, para o desenvolvimento das regras do SESOE é fundamental a realização de um estudo sobre o sistema de proteção das unidades de geração onde o MARF será aplicado. O objetivo deste estudo deve ser a obtenção de um diagrama representando as funções de proteção existem e suas atuações bem como de uma listagem das funções e dispositivos monitorados pelo sistema de supervisão. Um exemplo de diagrama é apresentado na Figura 19.

**Tabela 11: Descrição dos atributos das classes de objetos do SESOE.**

Atributo ( <i>slot</i> )	Conteúdo (valor)
Estampa de tempo	Estampa de tempo da ocorrência do evento (data, hora, minuto, segundo e milissegundo)
Ordem	Número indicando a ordem no qual o evento ocorre na listagem da SOE que é apresentada ao SESOE.
Estado	Estado de atuação do evento. Para funções de proteção pode ser “normal” ou “atuado” enquanto que para disjuntores pode ser “aberto” ou “fechado”.
Código	Código da função de proteção, como “51G” para sobrecorrente, “87G” para diferencial, etc.
Designador	Código de identificação do disjuntor, como “DJ1”, “DJ272”, etc.
Tipo	Tipo do disjuntor (“principal”, “campo” ou “auxiliar”).
Descrição	Descrição do evento de acordo com o sistema supervisor.

Outro aspecto que deve ser levado em conta são os procedimentos operativos das unidades geradoras. Dependendo do tipo de unidade geradora, procedimentos como energização e desenergização podem variar. A partir destes estudos é possível definir regras para o diagnóstico da ocorrência com base na sequência de eventos.



**Figura 19: Exemplo de diagrama de atuações de proteção.**

As regras do SESOE são descritas na Tabela 12 e foram desenvolvidas com base na usina piloto adotada neste trabalho, a qual será apresentada no Capítulo 5.

**Tabela 12: Descrição das regras SESOE.**

Desenergização 32G	Visa determinar a possibilidade de desenergização de unidades térmicas pelo procedimento de reversão de potência (atuação da proteção 32G)
Desenergização	Demais casos de desenergização intencional, sem atuação da proteção
Desenergização unidade isolada	Desenergização de uma unidade já isolada do sistema. Neste caso há a abertura do disjuntor de campo (na usina piloto pode-se verificar atuação do relé auxiliar 83G)
Testes proteção	Indica a possibilidade de procedimentos de testes do sistema de proteção, caracterizados por atuações de funções de proteção mas sem abertura de disjuntores
Bloqueio manual	Atuação intencional do relé de bloqueio (86G) após a desenergização da unidade
Sem SOE	Não ocorrência de nenhum registro de SOE
Desbloqueio manual	Normalização intencional do relé de bloqueio (86G) no procedimento de partida da unidade
Sincronismo	Ocorrência indicando a sincronização da unidade com o sistema, caracterizada pelo fechamento do disjuntor da unidade
Desligamento Forçado	Caso de rejeição de carga, caracterizado pela atuação de funções de proteção e abertura de disjuntores

As premissas destas regras são apresentadas na Tabela 13. A verificação da ocorrência dos eventos que compõem estas premissas se dá através da verificação da existência de objetos das classes especificadas contendo em seus atributos as informações requeridas conforme as regras.

Nota-se que algumas conclusões destas regras indicam apenas a possibilidade de determinada situação. Para a confirmação faz-se necessário complementar o diagnóstico, utilizando a conclusão da análise do registro de oscilografia. Um exemplo é o caso de desenergização por reversão de potência. Apenas pela sequência de eventos não é possível distinguir entre o procedimento intencional de operação e uma ocorrência prejudicial de reversão de potência. Neste caso, comparando o resultado do SESOE com a análise da

**Tabela 13: Regras SESOE.**

Regra	Premissas
Desenergização 32G	Evento da classe Proteção com código “32G” estado “atuado” E ocorrência de evento da classe Disjuntor tipo “principal” estado “aberto”
Desenergização	Não ocorrência de eventos da classe Proteção E ocorrência de evento da classe Disjuntor tipo “principal” estado “aberto”
Desenergização unidade isolada	Evento da classe Auxiliar com código “83G” estado “atuado” E não ocorrência de evento da classe Disjuntor
Testes proteção	Ocorrência de evento da classe proteção com estado “atuado” E não ocorrência de evento da classe Disjuntor
Bloqueio manual	Ocorrência de evento da classe Auxiliar com código “86G” estado “atuado” E não ocorrência de evento da classe Proteção E não ocorrência de evento da classe Disjuntor
Sem SOE	Não ocorrência de eventos de qualquer classe
Desbloqueio manual	Ocorrência de evento da classe Auxiliar com código “86G” estado “normal” E não ocorrência de evento da classe Proteção E não ocorrência de evento da classe Disjuntor
Sincronismo	Ocorrência de evento da classe Disjuntor com estado “fechado” E não ocorrência de eventos da classe Proteção
Desligamento Forçado	Ocorrência de evento da classe Proteção com código diferente de “32G” estado “atuado” E Ocorrência de evento da classe Disjuntor com estado “aberto”

oscilografia pode-se diferenciar ambas as situações.

Outro exemplo são os testes no sistema de proteção. Pelo SOE não é possível determinar se trata-se desta ocorrência ou de uma ocorrência de falta onde, por alguma razão, os eventos de abertura do disjuntor não foram registrados corretamente. Assim sendo, a análise da oscilografia poderá confirmar este caso se a unidade se encontrar fora de operação (corrente e tensões nulas).

Para contemplar estas situações e prover uma análise mais precisa da ocorrência é proposto o uso de um terceiro sistema especialista para correlacionar ambas os resultados: do SEOSE e do SESOE.

#### 4.2.5 Sistema Especialista de Análise da Unidade

O Sistema Especialista de Análise da Unidade (SEUNI) é responsável por prover o diagnóstico da ocorrência, correlacionando os resultados das análises da oscilografia (SEOSC) e da sequência de eventos (SESOE).

O SEUNI é composto por um simples conjunto de regras, cujas premissas utilizam os fatos resultantes das análises do SEOSC e do SESOE. Os

resultados destas regras, apresentados na Tabela 14, são as conclusões finais do Módulo de Análise do Registro Fasorial.

**Tabela 14: Regras do SEUNI.**

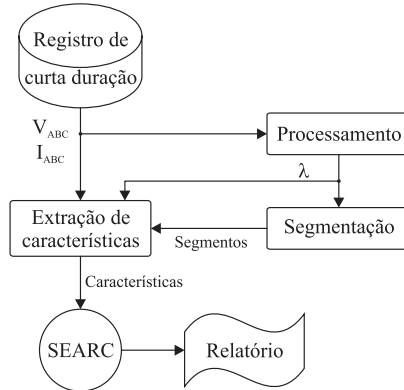
Resultado SEOSC	Resultado SESOE	Diagnóstico da ocorrência
Fora de serviço	Sem SOE	Gerador desligado
Operação normal	Sem SOE	Gerador operando normalmente
Incremento de carga	Sem SOE	Acréscimo de carga no gerador
Decremento de carga	Sem SOE	Decréscimo de carga no gerador
Desenergização	Desenergização 32G	Desenergização por reversão de potência
Desenergização	Desenergização	Desenergização do gerador
Desenergização	Desenergização unidade isolada	Desenergização do gerador
Sincronismo	Sincronismo	Sincronismo do gerador
Unidade isolada	Sincronismo	Sincronismo do gerador
Operação normal	Sincronismo	Sincronismo do gerador (inicialmente suprimindo serviços auxiliares)
Fora de serviço	Testes proteção	Unidade sob testes do sistema de proteção
Desligamento forçado	Desenergização 32G	Falta (reversão de potência)
Desligamento forçado	Desligamento forçado	Falta
Energização	Desbloqueio manual	Energização da unidade
Energização	Sincronismo	Energização e sincronismo da unidade
Unidade isolada	Sem SOE	Unidade operando isolada do sistema

Durante a operação do sistema proposto podem ocorrer situações em que nenhuma das regras da Tabela 14 seja validada. Nestes casos o SEUNI não retorna um resultado e cabe ao especialista humano verificar a ocorrência. Mesmo sem um resultado, a análise por parte do especialista será facilitada, visto que este poderá consultar o relatório do SEOSC e do SESOE, os quais contêm de forma agrupada os dados obtidos acerca da ocorrência. Desta forma não será necessária a busca manual por todas as informações, resultando em maior agilidade no processo de análise dos casos omissos pelo sistema proposto.

Nos casos em que a conclusão é “Desligamento Forçado” ou não houver conclusão, a ocorrência é classificada como importante, necessitando de análise detalhada. Assim sendo, nestes casos é iniciado o segundo módulo de análise de ocorrências proposto: o módulo de análise do registro de curta duração, responsável por obter um diagnóstico de falta a partir dos dados do registro de forma de onda. Este módulo será discutido na seção seguinte.

### 4.3 ANÁLISE DE FALTA: REGISTRO DE CURTA DURAÇÃO

A análise de falta utilizando os registros de curta duração é feita pelo módulo de análise do registro de curta duração, o qual é representado pelo diagrama de blocos da Figura 20.



**Figura 20: Estrutura geral do MARC.**

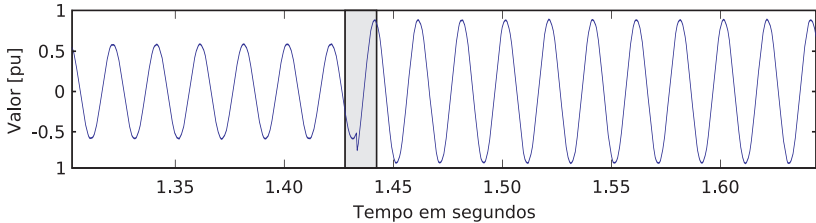
Na abordagem proposta, os dados das grandezas monitoradas são submetidos a um processamento inicial onde a partir de grandezas trifásicas são estimados parâmetros representativos do sinal como amplitude, fase, frequência e coeficiente de amortecimento exponencial ( $\lambda$ ). Esse último, além de ser utilizado na extração de características é empregado no processo de segmentação proposto. As características obtidas em cada segmento são então processadas por um sistema especialista chamado (SEARC). As etapas da Figura 20 serão apresentadas detalhadamente na sequência do texto.

#### 4.3.1 Segmentação: Introdução

A segmentação de registros de curta duração consiste em separar um sinal originalmente não-estacionário em uma série de segmentos de característica estacionária (BOLLEN; GU, 2006). Assim, nestes segmentos pode-se utilizar técnicas tradicionais como a transformada de Fourier que, caso contrário, poderiam ocasionar erros ao serem aplicadas em trechos de sinais não-estacionários já que levam em conta o sinal como um todo e possuem baixa sensibilidade para detecção de características transitórias



(MORETO; ROLIM, 2010). Um exemplo de segmentação de um sinal senoidal com um aumento repentino da amplitude pode ser visto na Figura 21. A duração do transitório identificado pela segmentação é apresentado como uma área hachurada na figura.



**Figura 21: Exemplo de segmentação de um registro de curta duração.**

Existem diversas técnicas de segmentação desenvolvidas especificamente para os sinais utilizados na análise de distúrbios e qualidade de energia em SEP, conforme apresentado na Tabela 5 do capítulo anterior. Uma destas técnicas é a *Short Time Fourier Transform* (STFT), em que a transformada discreta de Fourier é calculada a cada deslocamento de uma janela sobre o sinal. Desta forma é obtida uma representação da variação das componentes de frequência em função do tempo, que pode ser utilizada para detectar os instantes de ocorrência dos transitórios e com isso segmentar o sinal (GU; BOLLEN, 2000).

Outra técnica muito utilizada para segmentação é a Transformada Wavelet (TW). Na sua forma mais usual, a análise multi-resolução, o sinal é submetido a um banco de filtros ortogonais. Na saída de cada etapa do processo de filtragem são obtidos os coeficientes wavelet que são utilizados para a segmentação. Chamados de coeficientes de aproximação e detalhe, estes podem ser analisados com o uso de limiares como proposto em (UKIL; ZIVANOVIC, 2007) ou através de um processo de cálculo das energias dos coeficientes em conjunto com um processo de janelamento (SILVA *et al.*, 2004).

Métodos de filtragem adaptativa também são utilizados para segmentação. Um destes métodos muito utilizado é o Filtro de Kalman (FK) (BOLLEN; GU, 2006). No FK o sinal é descrito por um modelo matemático em espaço de estados. O algoritmo então estima os estados de forma recursiva. Tanto os estados quanto a diferença entre o sinal estimado e o medido (resíduos) podem ser utilizados como índices de detecção para a identificação do início e fim dos segmentos transitórios, como em (STYVAKTAKIS *et al.*,

2002b).

De todas as metodologias de segmentação estudadas, nenhuma é voltada especificamente para sinais de unidades de geração de energia. No trabalho de (PEREIRA F. *et al.*, 2009) é sugerida a utilização da diferença entre o sinal medido e sua componente fundamental, estimada através do método dos mínimos quadrados. Tal metodologia foi inicialmente proposta para sistemas de transmissão e testada para casos de falta em geradores no referido trabalho. Porém, deve-se ressaltar que a grande maioria dos registros de oscilografia de geradores são devido a procedimentos normais de operação (VARELA *et al.*, 2009a). Nestes casos, os registros de curta duração podem conter transitórios lentos (com duração da ordem de segundos) de tal forma que a utilização de metodologias tradicionais de segmentação pode apresentar dificuldades de ajuste e desempenho inadequado. Exemplos destes casos são os procedimentos de energização e desenergização das unidades geradoras que podem ter duração de dezenas de segundos.

Das técnicas mais utilizadas, escolheu-se o filtro do Kalman por possibilitar que um modelo do sinal adequado ao problema possa ser utilizado. Por modelo adequado, entende-se um modelo que contemple os parâmetros do sinal que são de interesse, como por exemplo, a amplitude da componente de frequência fundamental e a própria frequência fundamental. Além disso, o FK pode ser aplicado a um modelo em espaço de estados não-linear, através da linearização das matrizes de estado e observação. Neste caso, chama-se o FK de Filtro de Kalman Estendido (FKE). Com o FKE, podem ser utilizados modelos de sinal de tal forma que os parâmetros estimados apresentem menores erros (o modelo representa melhor o sinal real), como no caso do modelo 3 apresentado em (KENNEDY *et al.*, 2003). A modelagem não-linear permite também a estimação de parâmetros adicionais, além da amplitude e fase do sinal, como frequência instantânea e coeficiente de amortecimento exponencial (GIRGIS; QIU, 1989).

#### 4.3.2 Segmentação: Formulação

O filtro de Kalman é um processo recursivo e eficiente de estimação, o qual minimiza o erro médio quadrático do modelo do sinal. O processo utiliza uma variável de observação, obtida das medições, para estimar as variáveis de estado (KALMAN, 1960). Na formulação básica do FK, tanto a relação entre os estados e as medidas quanto a relação entre os estados atuais e os anteriores são supostas lineares. Isto implica que os modelos a serem estimados estejam

escritos sob a forma de equações de estado com os elementos das matrizes constantes (BOLLEN; GU, 2006):

$$\text{Equações de estado:} \quad \mathbf{x}_{k+1} = \Phi_k \mathbf{x}_k + \mathbf{w}_k \quad (4)$$

$$\text{Equações de observação:} \quad y_k = H_k \mathbf{x}_k + \mathbf{v}_k \quad (5)$$

onde  $\mathbf{x}_k$  é o vetor de variáveis de estado no instante  $k$ ,  $\Phi_k$  é a matriz de transição de estados que fornece a relação entre os instantes  $k$  e  $k+1$  e  $H_k$  é a matriz de observação, relacionando os estados com as medidas ( $y_k$ ).  $\mathbf{w}_k$  e  $\mathbf{v}_k$  são os vetores de ruído do modelo e observações, respectivamente. Assume-se que ambos são ruídos brancos, não correlacionados, com média zero e matrizes de covariância  $Q_k = E \{ \mathbf{w}_k \mathbf{w}_k^T \}$  e  $R_k = E \{ \mathbf{v}_k \mathbf{v}_k^T \}$ , sendo que  $E$  denota o operador valor esperado (esperança).

O método recursivo de cálculo do filtro de Kalman tem início com uma estimativa do vetor de estados  $\hat{\mathbf{x}}_0$  e da matriz de covariância do erro  $\hat{P}_0$ . Com estes valores calcula-se o ganho do filtro de Kalman  $K_k$  para o instante (amostra)  $k$ :

$$K_k = \hat{P}_{k-1} H_k^{*T} [H_k \hat{P}_{k-1} H_k^{*T} + R]^{-1} \quad (6)$$

onde as operações denotadas por  $*$  e  $T$  são o complexo conjugado e a transposição, respectivamente.  $R$  é a covariância do ruído das medições, assumida como constante, e atua como parâmetro de ajuste do filtro.

Com o ganho, calcula-se uma estimativa atualizada para a matriz de covariância,

$$\hat{P}_k = \hat{P}_{k-1} (I - K_k H_k) \quad (7)$$

bem como para o vetor de estados, utilizando a nova medida  $y_k$  para corrigi-lo:

$$\hat{\mathbf{x}}_k = \hat{\mathbf{x}}_{k-1} + K_k (y_k - H_k \hat{\mathbf{x}}_{k-1}) \quad (8)$$

onde o termo entre parênteses é o valor chamado de inovação, ou resíduo.  $I$  representa a matriz identidade.

Por fim é feita a projeção dos estados e da matriz de covariância:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \Phi_k \mathbf{x}_k \quad (9)$$

$$\hat{P}_{k+1} = \Phi_k \hat{P}_k \Phi_k^{*T} \quad (10)$$

Com os valores projetados, incrementa-se o índice  $k$  e inicia-se uma nova iteração a partir de (6). O processo continua até que  $k = N$ , onde  $N$  é o número total de medidas (amostras do sinal neste caso).

Caso as relações das equações de estado e de observações sejam não-lineares, deve-se utilizar o Filtro de Kalman Estendido no qual as operações matriciais lineares das equações (4) e (5) são substituídas por funções não-lineares:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \phi_k(\mathbf{x}_k) + \mathbf{w}_k \quad (11)$$

$$y_k = \mathbf{h}_k(\mathbf{x}_k) + \mathbf{v}_k \quad (12)$$

Para o cálculo do FKE, o modelo não-linear (11) e a equação de saída (12) são linearizados utilizando o primeiro termo da série de Taylor. Assim, nas equações (6), (7), (8) e (10) utiliza-se (GIRGIS; HWANG, 1984):

$$\Phi_k = \left. \frac{\partial \phi_k(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k} \right|_{\mathbf{x}_k = \hat{\mathbf{x}}_k} \quad (13)$$

$$H_k = \left. \frac{\partial \mathbf{h}_k(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k} \right|_{\mathbf{x}_k = \hat{\mathbf{x}}_{k-1}} \quad (14)$$

#### 4.3.2.1 Modelo de sinal utilizado na segmentação

No método proposto não se utiliza a amplitude ou os resíduos do FK, mas sim a variação do coeficiente de amortecimento exponencial estimado para a obtenção dos instantes iniciais e finais de transitórios em sinais senoidais. As máquinas síncronas quando sujeitas a transitórios eletromagnéticos apresentam em seus terminais sinais com características exponenciais. Assim a escolha deste parâmetro como meio para detecção dos transitórios é justificada. O filtro de Kalman implementado utiliza um sinal complexo como entrada. Este sinal complexo é obtido a partir das medidas das grandezas trifásicas através da transformada  $\alpha\beta 0$  (HASE, 2007).

O sinal observado  $y_k$  no instante  $t_k$  pode ser modelado como a soma de  $M$  senoides com um ruído de observação  $v_k$  (NISHIYAMA, 1997; DASH *et al.*, 1999). Neste trabalho, além das senoides, foi incluído no modelo um termo exponencial decrescente de modo a representar também esta característica presente principalmente nos sinais de tensão de geradores sujeitos a desligamentos e faltas. Assim, o modelo proposto que considera apenas a componente fundamental ( $M = 1$ ) pode ser assim escrito:

$$y_k = z_k + v_k \quad (15)$$

onde:

$$z_k = e^{\lambda t_k} A_1 e^{j(\omega_1 t_k + \varphi_1)} \quad (16)$$

$$\omega_i = 2\pi f_i, \quad t_k = k\Delta t \quad (17)$$

O termo  $A_i$  representa a amplitude,  $\varphi_i$  a fase e  $f_i$  a frequência da  $i$ -ésima harmônica do modelo. O coeficiente de decaimento da exponencial é dado por  $\lambda$  e  $\Delta t$  é o intervalo de amostragem.

Nota-se que o termo exponencial decrescente está multiplicando as senoides em (16). Conforme será visto nos estudos de caso, as tensões de um gerador quando está sendo desligado apresentam este comportamento. Com este modelo de sinal espera-se detectar situações em que a tensão decresce de forma exponencial e lentamente. Em (GIRGIS; QIU, 1989) um modelo semelhante é utilizado, porém visando modelar transitórios lentos superpostos à componente fundamental da tensão.

Substituindo  $t_k$ , (16) pode ser re-escrita como:

$$z_k = A_1 e^{\lambda k\Delta t + j(\omega_1 k\Delta t + \varphi_1)} \quad (18)$$

Para que o filtro de Kalman possa ser aplicado, o sinal observado (15) deve ser representado no espaço de estados. Pode-se obter a relação  $\Phi_k$  de (4) substituindo  $k$  em (18) por  $k+1$ . Com isso, chega-se à seguinte representação em espaço de estados para o sinal (15) considerando apenas o termo da frequência fundamental (NISHIYAMA, 1997):

$$\begin{bmatrix} x_{k+1}(1) \\ x_{k+1}(2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & x_k(1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_k(1) \\ x_k(2) \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$y_k = \begin{bmatrix} 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_k(1) \\ x_k(2) \end{bmatrix} + v_k \quad (20)$$

onde:

$$x_k(1) = e^{\lambda \Delta t + j\omega_1 \Delta t} \quad (21)$$

$$x_k(2) = A_1 e^{\lambda k\Delta t + j(\omega_1 k\Delta t + \varphi_1)} = z_k \quad (22)$$

Nota-se que um dos elementos da matriz  $\Phi$  do sistema (19) depende de um dos estados o qual é uma função não-linear. Portanto, o sistema dado

por (19) e (20) pode ser escrito na forma de (11) e (12) respectivamente:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \begin{bmatrix} x_k(1) & x_k(1)x_k(2) \end{bmatrix}^T + \mathbf{w}_k \quad (23)$$

$$y_k = x_k(2) + \mathbf{v}_k \quad (24)$$

Deste sistema, obtém-se a matriz de estados linearizada, conforme (13):

$$\Phi_k = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \hat{x}_k(2) & \hat{x}_k(1) \end{bmatrix} \quad (25)$$

e então pode-se aplicar as equações do FKE. Com os estados estimados podem ser obtidos os parâmetros de interesse para cada amostra. A partir do estado  $\hat{x}_k(1)$  calculam-se as estimativas da frequência fundamental e do coeficiente da exponencial decrescente através de (26) e (27):

$$\hat{f}_{1k} = \frac{\omega_{1k}}{2\pi} = \frac{1}{2\pi\Delta t} \text{Imag}(\ln(\hat{x}_k(1))) \quad (26)$$

$$\hat{\lambda}_k = \frac{1}{\Delta t} \text{Real}(\ln(\hat{x}_k(1))) \quad (27)$$

Já com o estado  $\hat{x}_k(2)$  pode-se obter a amplitude (28) e a fase (29) estimada do fasor de frequência fundamental.

$$\hat{A}_{1k} = |\hat{x}_k(2)| \quad (28)$$

$$\hat{\phi}_{1k} = \text{Imag} \left( \frac{\hat{x}_k(2)}{|\hat{x}_k(2)| \hat{x}_k(1)^k} \right) \quad (29)$$

Nota-se que no modelo aqui considerado, tanto  $y_k$  quanto os estados  $\mathbf{x}_k$  são números complexos. Por esta razão o FKE apresentado é chamado de Filtro de Kalman Complexo Estendido (FKCE) (NISHIYAMA, 1997).

#### 4.3.2.2 Inicialização do Filtro de Kalman

Os valores iniciais do FKCE são calculados conforme (NISHIYAMA, 1997). São utilizadas as aproximações  $y_k \approx z_k$ ,  $y_{k+1}/y_k \approx e^{j\omega_1\Delta t}$ ,  $|y_k| \approx A_1$ , sendo  $\lambda$  considerado nulo nos instantes iniciais do registro (regime permanente). Com isso, estimam-se os valores iniciais para os estados utilizando

um conjunto de  $M$  amostras iniciais conforme (30) e (31)

$$\hat{x}_0(1) = \frac{\tilde{x}_0(1)}{|\tilde{x}_0(1)|} \quad (30)$$

$$\hat{x}_0(2) = \hat{z}_0 \quad (31)$$

onde:

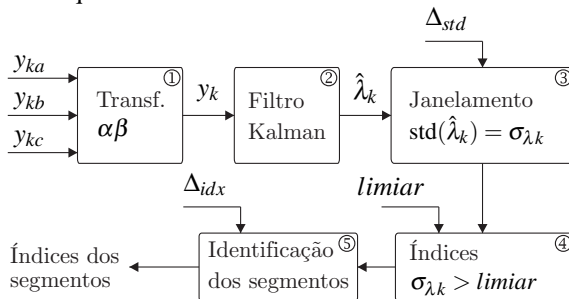
$$\tilde{x}_0(1) = \frac{1}{M} \sum_{k=1}^M \frac{\hat{x}_k(1)}{|\hat{x}_k(1)|}, \hat{x}_k(1) = \frac{y_{k+1}}{y_k} \quad (32)$$

$$\hat{z}_0 = \frac{y_1}{|y_1|} \frac{1}{M} \sum_{k=1}^M |y_k| \quad (33)$$

A matrix de covariância inicial  $\hat{P}_0$  é inicializada como sendo uma matriz identidade.

### 4.3.3 Modelo de segmentação utilizando filtro de Kalman complexo estendido

O esquema de segmentação proposto utiliza o Filtro de Kalman Complexo Estendido (FKCE) e o modelo de sinal complexo apresentado anteriormente. Assim, a primeira etapa para implantação deste esquema consiste em obter um sinal complexo a partir dos sinais reais medidos. O diagrama de blocos da Figura 22 apresenta etapas de processamento, as quais são descritas em detalhes na sequência do texto.



**Figura 22: Esquema de segmentação proposto**

① Obtenção do sinal complexo:

Nesta primeira etapa, para calcular o sinal complexo observado  $y_k$  a partir dos valores reais medidos das três fases de tensão ou corrente do sistema elétrico,  $y_{ka}$ ,  $y_{kb}$  e  $y_{kc}$ , utiliza-se a transformada  $\alpha\beta$  através de (34) (HASE, 2007; DASH *et al.*, 1999).

$$\begin{bmatrix} y_{k\alpha} \\ y_{k\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{ka} \\ y_{kb} \\ y_{kc} \end{bmatrix} \quad (34)$$

Esta transformação é necessária, uma vez que o modelo dos sinais de corrente e tensão é complexo. Assim, o sinal medido a ser utilizado no FKCE é obtido a partir das componentes  $\alpha$  e  $\beta$  utilizando (35).

$$y_k = y_{k\alpha} + jy_{k\beta} \quad (35)$$

#### ② Aplicação do filtro de Kalman:

Em seguida o sinal complexo é submetido ao FKCE, o qual estima a frequência  $\hat{f}_{1k}$ , o coeficiente exponencial  $\hat{\lambda}_k$  e a amplitude  $\hat{A}_{1k}$ . Para a segmentação, verificou-se que apenas analisando  $\hat{\lambda}_k$  já é possível obter bons resultados.

#### ③ Obtenção do índice de detecção $\sigma_{\lambda k}$ :

Na sequência, utiliza-se  $\hat{\lambda}_k$  da saída do FKCE para identificar os segmentos. Este sinal é primeiramente submetido a um processo de janelamento onde para cada janela de tamanho  $\Delta_{std}$  é calculado o desvio padrão  $\sigma_{\lambda k}$  de forma semelhante à segmentação do registro de longa duração (ver equação (3)). Como resultado, é obtido um índice de detecção que apresenta valores elevados quando há variações em  $\hat{\lambda}_k$ .

#### ④ Comparação do índice de detecção com um limiar:

O índice de detecção obtido anteriormente é comparado com um limiar possibilitando a identificação dos instantes de início e fim dos segmentos transitórios.

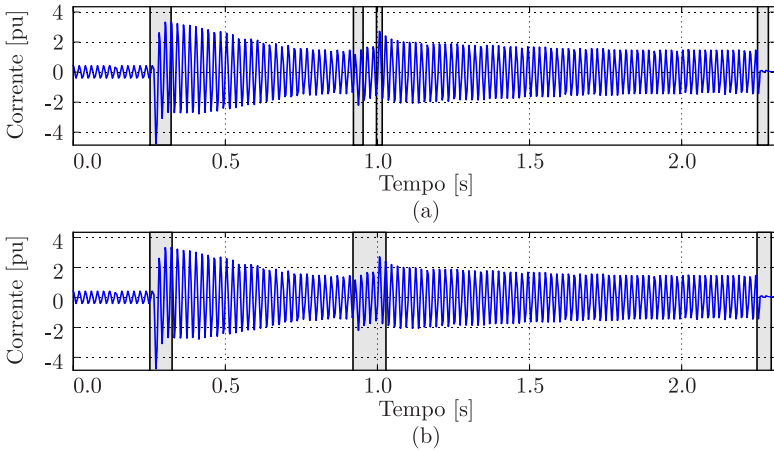
#### ⑤ Identificação dos segmentos:

Os índices correspondentes aos instantes obtidos na etapa anterior são analisados de forma que segmentos demasiado próximos possam ser agrupados em um único segmento. Isto é feito através da definição de um parâmetro de ajuste  $\Delta_{idx}$  correspondente a um tempo mínimo de separação dos segmentos. A Figura 23 apresenta um exemplo do efeito da escolha deste parâmetro. Em (a)  $\Delta_{idx}$  corresponde a 1/2 ciclo de frequência fundamental<sup>1</sup> e nota-se a detecção de quatro segmentos transitórios. Já no segundo

<sup>1</sup>Neste exemplo a taxa de amostragem é 5760 Hz, portanto meio ciclo corresponde a 2880



caso (b),  $\Delta_{idx} = 3/2$ , a parte central apresenta apenas um segmento detectado. A escolha de  $\Delta_{idx}$  deve ser feita de acordo com a aplicação na qual o esquema de segmentação será utilizado como por exemplo, se os segmentos de transitórios serão considerados ou não. Nesse caso, a escolha de um  $\Delta_{idx}$  menor resulta em segmentos mais precisos para serem analisados separadamente. Caso seja desejado simplesmente identificar os segmentos estacionários, pode-se utilizar um valor maior no parâmetro de ajuste.



**Figura 23:** Exemplos de segmentos múltiplos resultantes da escolha do valor de  $\Delta_{idx}$ .

Após este processamento o esquema retorna uma sequência de valores contendo os índices do vetor  $\hat{\lambda}_k$  que correspondem aos instantes inicial e final dos segmentos transitórios detectados. Estes índices são utilizados pelo esquema de extração de características que fará o cálculo dos parâmetros de interesse para cada segmento identificado.

#### 4.3.4 Extração de características

Uma vez obtidos os índices de segmentação, pode-se aplicar um processo de extração de características em cada um dos segmentos identificados, visando obter um conjunto de dados reduzido e representativo de modo que um processo de tomada de decisão possa avaliá-los.

A análise do registro de curta duração é realizada quando, pela análise do registro fasorial, sejam identificados casos de desligamento forçado e inconclusivos. A quantidade de registros reais disponíveis decorrentes destas situações é limitada, o que é um atrativo para a aplicação de sistemas baseados no conhecimento, como sistemas especialistas. Assim sendo, as características a serem calculadas em cada segmento foram escolhidas de modo a emular as características avaliadas pelo especialista humano. Estas características são principalmente grandezas de frequência fundamental, como os fasores de corrente e tensão. Em alguns casos, a decomposição dos fasores em componentes simétricas pode também ser utilizada.

A primeira etapa do processo de extração de características do MARC é então a estimação dos fasores de frequência fundamental das principais grandezas elétricas de uma unidade de geração:

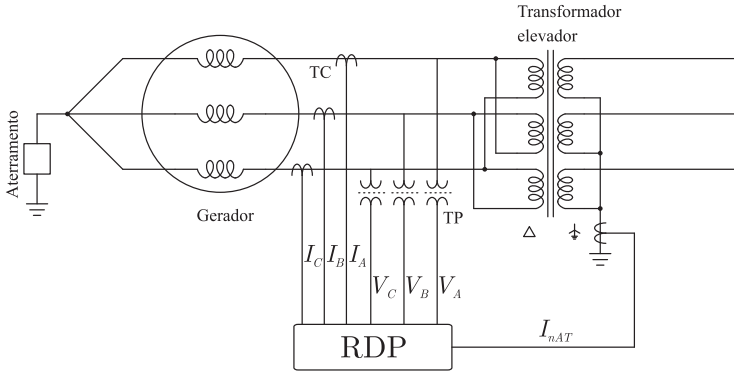
- *Tensões no terminal*: Tensões medidas nas três fases nos terminais da máquina. Em geral são as tensões medidas entre fase e neutro.
- *Correntes de linha*: As três correntes de carga nos terminais do gerador.
- *Corrente de neutro no lado de alta tensão*: Foram analisados diversos esquemas de ligação de RDP em usinas e constatou-se que a corrente de neutro no lado de alta tensão do transformador elevador da unidade normalmente é monitorada pelos RDPs. O mesmo não foi constatado para as respectivas correntes de linha ou tensões de fase.

As grandezas utilizadas no MARC podem ser visualizadas através do diagrama trifilar simplificado da Figura 24.

Conforme já apresentado na revisão bibliográfica, a maioria das metodologias utilizam grandezas de frequência fundamental e diversos são os métodos de estimação destas grandezas a partir dos registros de forma de onda. Filtros adaptativos como filtros de Kalman foram propostos para este fim, inclusive para aplicações em algoritmos de proteção digital de sistemas de potência, o que requer uma resposta rápida a mudanças bruscas no sinal de entrada. A versatilidade do FK e sua comprovada eficácia na estimação de fasores foram os fatores considerados na escolha desta ferramenta para a extração de características.

O objetivo desta etapa é obter, a partir do registro de forma de onda de cada grandeza, dois sinais em que para cada amostra seja obtido um valor de módulo e fase do fasor instantâneo estimado pelo FK. A partir dos fasores estimados, pode-se decompor os mesmos em componentes simétricas.

O FK utilizado na extração de características difere do FK utilizado na



**Figura 24: Grandezas monitoradas pelo RDP consideradas na metodologia proposta.**

segmentação por ser linear, caso em que as matrizes  $\Phi_k$  e  $H_k$  são constantes. Este modelo de sinal é apresentado a seguir.

#### 4.3.4.1 Modelo de sinal utilizado na extração de características

Assim como no modelo utilizado na segmentação, o sinal observado  $y_k$  no instante  $t_k$  pode ser modelado como um sinal senoidal  $z_k$  somado a um ruído de observação  $v_k$ , podendo ser escrito da seguinte forma:

$$y_k = z_k + v_k \quad (36)$$

onde:

$$z_k = A_k \sin(\omega t_k + \varphi_k) \quad (37)$$

$$\omega = 2\pi f, \quad t_k = k\Delta t \quad (38)$$

O termo  $A$  representa a amplitude,  $\varphi_i$  a fase e  $f$  a frequência fundamental do modelo.

Expandindo o termo seno da expressão de  $z_k$  e considerando  $t_k = k\Delta t$ :

$$z_k = A_k \cos(\varphi_k) \cos(\omega k\Delta t) - A_k \sin(\varphi_k) \sin(\omega k\Delta t) \quad (39)$$

Considerando os estados como sendo,

$$\begin{aligned} x_k(1) &= A_k \cos(\varphi_k) \\ x_k(2) &= A_k \sin(\varphi_k) \end{aligned} \quad (40)$$

define-se a seguinte matriz de observação:

$$H_k = \begin{bmatrix} \cos(\omega k \Delta t) & -\sin(\omega k \Delta t) \end{bmatrix} \quad (41)$$

Os estados escolhidos são as componentes em quadratura (parte real e parte imaginária) de um fasor de amplitude  $A_k$  com frequência  $\omega$ . A partir da definição dos estados (40) e da matriz (41) pode-se escrever a equação da saída na forma matricial:

$$y_k = \begin{bmatrix} \cos(\omega k \Delta t) & -\sin(\omega k \Delta t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_k(1) \\ x_k(2) \end{bmatrix} + v_k \quad (42)$$

Para este modelo de sinal, pode-se assumir que a propagação dos estados (do instante  $k$  para  $k+1$ ) é do tipo *random walk*, ou seja:

$$\mathbf{x}_{k+1} \cong \mathbf{x}_k + \mathbf{w}_k \quad (43)$$

Isso significa que a matriz de transição de estados  $\Phi_k$ , para este modelo de sinal, é a matriz identidade.

Após a estimação dos estados pelo filtro de Kalman o módulo e a fase do fasor de frequência fundamental no instante  $k$  podem ser obtidos a partir desta estimativa:

$$A_k = \sqrt{x_k(1)^2 + x_k(2)^2} \quad (44)$$

$$\varphi_k = \arctan\left(\frac{x_k(2)}{x_k(1)}\right) \quad (45)$$

A aplicação deste modelo de sinal no FK permite que um sinal complexo seja obtido a partir do registro de forma de onda de uma grandeza. Aplicando o filtro nas tensões de terminal e nas correntes de linha é possível então obter suas decomposições em componentes simétricas e a partir daí calcular um valor médio destas em cada segmento.

#### 4.3.4.2 Características utilizadas

As características utilizadas foram escolhidas de modo a possibilitar uma representação daqueles casos mais graves que podem ocorrer nas unidades de geração como curtos-circuitos na usina e desligamentos forçados, como procedimentos de energização mal executados.

As características escolhidas foram:

- Módulo das componentes positiva, negativa e zero das tensões.
- Módulo das componentes positiva, negativa e zero das correntes.
- Módulo das tensões das fases A, B e C.
- Módulo da diferença entre as componentes positiva e negativa das tensões.
- Módulo da corrente de neutro no lado de alta tensão da unidade de geração.
- Valor do coeficiente exponencial de amortecimento estimado na segmentação, dado por (27).

Este esquema de extração de características pode ser melhor visualizado com o auxílio da Figura 25.

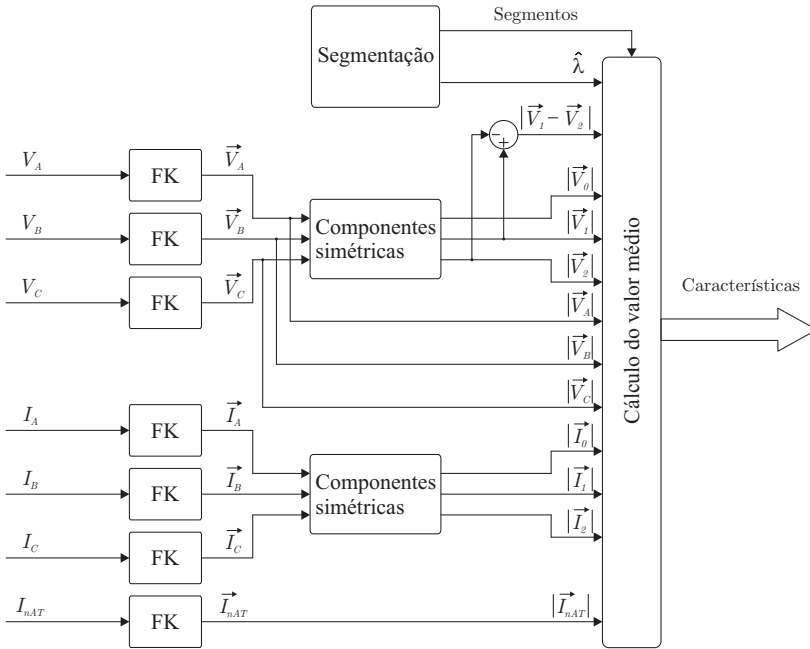
As médias dos sinais calculadas em cada um dos segmentos constituem o conjunto de características a ser avaliado pela etapa de tomada de decisão da metodologia proposta.

#### 4.3.5 Tomada de decisão

Assim como no módulo de análise do registro fasorial, a etapa de tomada de decisão foi escolhida tendo como base um sistema especialista pois trata-se de uma ferramenta adequada que possibilita a representação do conhecimento para a solução do problema a partir da experiência do profissional analista.

A etapa de tomada de decisão do MARC é então composta pelo Sistema Especialista de Análise do Registro de Curta Duração. A base de conhecimento do SEARC é constituída de um conjunto de fatos e regras. Cada fato desta base contém as informações correspondentes a um dos segmentos. Estes fatos representam o conjunto de informações obtidas da etapa de extração de características, já apresentada na Figura 25 e sumarizadas na Tabela 15.

Os dois campos “Ocorr.” e “Classific.” são utilizados para armazenar os resultados da análise ao longo do processo de inferência através do qual serão obtidas classificações para cada segmento do registro de oscilografia. A



**Figura 25: Esquema de extração de características proposto.**

relação entre cada dois segmentos consecutivos também é avaliada pela base de regras possibilitando a obtenção das seguintes conclusões:

- desligamento devido à falta;
- rejeição de carga;
- falta no gerador operando em vazio;
- falta no gerador sob carga;
- desenergização.

A partir da definição dos fatos, pode-se passar a apresentação das regras que compõe a base de conhecimento do SEARC. De modo a facilitar o processo explanatório destas, optou-se por separá-las em grupos de acordo com suas funcionalidades, porém, todas coexistem em um mesmo nível na base de conhecimento. Os grupos definidos são os seguintes:

- Regras de detecção de falta.
- Regras de classificação de ocorrências normais, como procedimentos operativos.
- Regras de classificação de ocorrências de falta.
- Regras de identificação das fases envolvidas nos casos de falta.

**Tabela 15: Conteúdo dos fatos da base de conhecimento do SEARC.**

Campo (slot)	Descrição
Num	Número do segmento
V0m	Valor médio do módulo da tensão de sequência zero
V1m	Valor médio do módulo da tensão de sequência positiva
V2m	Valor médio do módulo da tensão de sequência negativa
I0m	Valor médio do módulo da corrente de sequência zero
I1m	Valor médio do módulo da corrente de sequência positiva
I2m	Valor médio do módulo da corrente de sequência negativa
VAm	Valor médio do módulo da tensão da fase A
VBm	Valor médio do módulo da tensão da fase B
VCm	Valor médio do módulo da tensão da fase C
InATm	Valor médio do módulo da corrente de neutro do lado de alta tensão
CexpVm	Valor médio do coeficiente exponencial do sinal de tensão
ModV12m	Valor médio do módulo da diferença entre $\vec{V}_1$ e $\vec{V}_2$
Ocorr.	Tipo de ocorrência identificada
Classific.	Classificação da ocorrência

- Regras de correlação de segmentos.

Cada um destes grupos será exposto na sequência de itens a seguir.

#### 4.3.5.1 Regras de detecção de falta

Este conjunto de regras tem como objetivo identificar se determinado segmento apresenta características de um curto-circuito equilibrado (trifásico), desequilibrado ou de um evento<sup>2</sup> normal. Estas regras são baseadas principalmente nos valores das grandezas de sequência negativa da tensão e corrente, pois a presença destas componentes indica um desequilíbrio entre as três fases do sistema. Estas regras pressupõem que o campo “Ocorr.”

<sup>2</sup>O termo evento é utilizado para haver uma diferenciação entre os segmentos e a ocorrência como um todo. Evento se refere a um segmento do registro enquanto que ocorrência se refere ao todo.

contém o seu valor inicial (o texto “vazio”). A conclusão destas regras é o preenchimento deste campo com um código de texto correspondendo ao tipo de ocorrência detectada no segmento. Em termos práticos, isto implica a modificação de um fato da base de conhecimento. Na implementação do sistema especialista utilizando o programa *CLIPS expert system shell* esta modificação de um fato equivale a sua redefinição na base de conhecimento, ou seja, ao modificá-lo, o mecanismo de inferência avalia-o novamente verificando quais regras podem ser disparadas com esta nova informação, colocando-as então na agenda de execução. Estes fatos modificados podem então vir a serem premissas para as demais regras, dando prosseguimento ao processo de inferência.

Na Tabela 16 são apresentadas as regras que compartilham a finalidade de detecção de falta. O símbolo  $\Leftarrow$  foi utilizado para representar a modificação de determinado campo do fato de entrada. Assim sendo, o termo *Ocorr.*  $\Leftarrow$  “normal” pode ser interpretado como *Modificação do campo “Ocorr.” para “normal”*. Nas premissas são utilizados os nomes dos campos que compõem os fatos de acordo com a nomenclatura apresentada na Tabela 15. Nesta coluna verifica-se também os operadores lógicos relacionando-as como “e” e “ou”.

**Tabela 16: Premissas das regras de detecção de falta.**

Conclusão da regra	Ação	Premissas
Operação normal	<i>Ocorr.</i> $\Leftarrow$ “normal”	$V2m < 0,1 pu$ e $I2m < 0.07 pu$ e $I1m < 1,1 pu$ e <i>Ocorr.</i> = “vazio”
Falta desequilibrada	<i>Ocorr.</i> $\Leftarrow$ “desequilibrada”	$V2m > 0,1 pu$ ou $I2m > 0.07 pu$ e <i>Ocorr.</i> = “vazio”
Falta equilibrada	<i>Ocorr.</i> $\Leftarrow$ “equilibrada”	$V2m < 0,1 pu$ ou $I2m < 0.07 pu$ e $I1m > 1,1 pu$ e <i>Ocorr.</i> = “vazio”

A regra *Operação normal* avalia se os valores de tensão e corrente de sequência negativa estão próximos de zero e se a corrente de sequência positiva não está acima do nominal (1,1pu foi adotado como limiar de sobrecarga). Caso apenas *I1* esteja acima do nominal, há a caracterização de sobrecarga dada pela regra *Falta equilibrada*. Porém, caso haja a verificação de componentes de sequência negativa, pode-se considerar que houve uma situação desequilíbrio, identificada pela regra *Falta desequilibrada*. A premissa *Ocorr.* = “vazio” indica que o fato em avaliação pelas regras não foi



previamente analisado, evitando que a mesma regra dispare inúmeras vezes.

Os fatos contendo a nova informação acerca da ocorrência, modificados pelas regras da Tabela 16, são automaticamente adicionados à base de fatos, resultando na adição de novas regras na agenda de ativação, dando continuidade ao processo de inferência. As demais regras utilizam esta nova informação para obter, gradativamente, conclusões com maior nível de detalhamento dos eventos de cada segmento do registro.

#### 4.3.5.2 Regras de classificação de ocorrências normais

Quando há a indicação de um evento normal, ou seja, não há desequilíbrio entre as fases nem sobrecarga, pode-se classificá-lo em diversas categorias, como desenergização, operação normal, gerador sem carga, etc. A classificação deste tipo de evento é importante para realizar a correlação entre os eventos de diversos segmentos, propiciando desta forma, um panorama geral da ocorrência. As regras apresentadas na Tabela 17 são as responsáveis por esta classificação.

**Tabela 17: Premissas das regras de classificação de ocorrências normais.**

Conclusão da regra	Ação	Premissas
Operação normal com carga	Classifi. $\Leftarrow$ “normal carga”	$V_{1m} > 0,9pu$ e $I_{1m} > 0.05pu$ e Ocorr. = “normal” e Classific. = “vazio”
Operação normal sem carga	Classifi. $\Leftarrow$ “normal sem carga”	$V_{1m} > 0,9pu$ e $I_{1m} < 0.05pu$ e Ocorr. = “normal” e Classific. = “vazio”
Desligado	Classifi. $\Leftarrow$ “desligado”	$V_{1m} < 0,1pu$ e $I_{1m} < 0.05pu$ e Ocorr. = “normal” e Classific. = “vazio”
Desenergização	Classifi. $\Leftarrow$ “desenergizacao”	$0,1 < V_{1m} < 0,9pu$ e $I_{1m} < 0.05pu$ e $C_{exp}V_m < -0.2$ e Ocorr. = “normal” e Classific. = “vazio”

Neste caso, as regras utilizam apenas grandezas de sequência positiva, uma vez que têm como premissa o tipo de ocorrência identificado como “normal” no campo “Ocorr.”, logo, estas regras não serão disparadas caso o evento apresente desequilíbrio ou sobrecarga. As condições operativas classificadas

por este conjunto são a operação normal do gerador sob carga, a operação sem carga, o gerador desligado e a desenergização.

Conforme já mencionado, na desenergização de um gerador síncrono a tensão decai exponencialmente, num processo que pode levar vários segundos. Portanto este tipo de evento normalmente não está presente por completo em um registro de curta duração. Para identificar desenergizações foi utilizado o valor do coeficiente exponencial estimado no processo de segmentação. Verificou-se que nestes casos o coeficiente exponencial possui valor médio negativo em torno de -0,2 a -0,4. Assim, o valor médio deste coeficiente é utilizado pela regra de desenergização a qual verifica se não há corrente, se o módulo da tensão estiver em um valor intermediário entre nominal e nulo e se o coeficiente é menor do que -0,2.

#### 4.3.5.3 Regras de classificação de ocorrências de falta

Caso haja desequilíbrio entre as fases, condição detectada pelas regras apresentadas na seção 4.3.5.1, pode-se classificar a ocorrência conforme o tipo de desequilíbrio. As regras que realizam esta classificação foram desenvolvidas com base na teoria de análise de curto-circuito desequilibrado utilizando componentes simétricas. Sabe-se que a existência de componentes de sequência zero são um indicativo de uma falta envolvendo a terra. Este fato em conjunto com a relação entre as componentes positiva e negativa permite caracterizar todos os tipos de falta desequilibradas: fase-terra, fase-fase-terra e fase-fase. Estas relações, deduzidas em Grainger e Stevenson (1994), são apresentadas a seguir para dar embasamento as definições das regras.

Para as faltas entre fases (fase-fase) verifica-se que os circuitos de sequência são conectados em paralelo. As relações das componentes de sequência neste caso são:

$$\vec{I}_1 \approx -\vec{I}_2$$

$$\vec{V}_1 \approx \vec{V}_2$$

$$\vec{V}_0 \approx \vec{I}_0 \approx 0$$

Já para as faltas fase-fase-terra, as relações são as seguintes:

$$\vec{I}_1 \approx -\vec{I}_2 - \vec{I}_0$$

$$\vec{V}_1 \approx \vec{V}_2 \approx \vec{V}_0$$

A relação para as faltas fase-terra são:

$$\vec{I}_1 \approx \vec{I}_2 \approx \vec{I}_0$$

$$\vec{V}_1 \approx \vec{V}_2 + \vec{V}_0 \Rightarrow -\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_0 \approx 0$$

Estas relações são válidas para os casos em que a impedância da falta é baixa. Outro aspecto que deve ser ressaltado é que estas são as relações obtidas no ponto da falta. Como na metodologia proposta são utilizadas principalmente medições nos terminais dos geradores, estas relações poderão ser utilizadas caso a falta ocorra nas proximidades deste ponto. Para faltas em pontos externos à unidade, a classificação usando estas relações pode ser afetada pelo tipo de ligação do transformador elevador da unidade e pela localização da falta. Transformadores com ligação  $\Delta$ -Y (mais comumente utilizados em unidades de geração) ocasionam defasagens entre as correntes e tensões dos enrolamentos primário e secundário. Assim sendo, uma falta do tipo fase-terra no lado de alta tensão do transformador (lado Y) pode vir a ser classificada como fase-fase, uma vez que não há propagação da corrente de sequência zero entre os dois enrolamentos.

Para a correta classificação das faltas no lado de alta tensão do transformador seria necessário considerar pelo menos a medida das tensões ou correntes naquele circuito. Porém, conforme verificado na ligação de RDPs em diversas usinas, nem sempre há o monitoramento destas grandezas. De modo a poder classificar uma falta neste circuito como envolvendo a terra ou não, utilizou-se a corrente de neutro do transformador elevador, a qual é monitorada pelos RDPs em todas as usinas verificadas.

A partir das relações expostas foram elaboradas as regras de classificação de faltas desequilibradas, apresentadas por intermédio da Tabela 18.

Nota-se que apenas as relações das tensões foram utilizadas, pois verificou-se que através de simulações e dados reais que as relações das correntes são influenciadas pelas condições de operação pré-falta do gerador. Além disso, os geradores normalmente são aterrados através de alta impedância ou transformadores de aterramento. Nestes casos, a corrente de sequência zero apresenta valores baixos dificultando a classificação da falta. Sistemas de aterramento de alta impedância são utilizados justamente para limitar a corrente de curto-circuito de modo a evitar danos ao gerador (ANDERSON, 1999).

Nas situações em que é utilizado um transformador de aterramento nos terminais do gerador, como é o caso da usina piloto utilizada para testes desta metodologia, a corrente de curto-circuito que circula pela terra (sequência

**Tabela 18: Premissas das regras de classificação de ocorrências de falta.**

Conclusão da regra	Ação	Premissas
Falta fase-fase no terminal	Classifi. $\leftarrow$ “falta FF term”	$V_0 < 0,05 pu$ e $ModV_{12} < 0,2 pu$ e Ocorr. = “desequilibrada” e Classific. = “vazio”
Falta fase-fase-terra no terminal	Classifi. $\leftarrow$ “falta FFg term”	$V_0 > 0,05 pu$ e $ModV_{12} < 0,2 pu$ e Ocorr. = “desequilibrada” e Classific. = “vazio”
Falta fase-terra no terminal	Classifi. $\leftarrow$ “falta Fg term”	$V_0 > 0,05 pu$ e $-0.1 < (-V_1 + V_2 + V_0) < 0,1 pu$ e Ocorr. = “desequilibrada” e Classific. = “vazio”
Falta a terra no lado de alta	Classifi. $\leftarrow$ “falta terra alta”	$V_0 < 0,05 pu$ e $InAT > 0,2 pu$ e Ocorr. = “desequilibrada” e Classific. = “vazio”
Falta fase-fase no lado de alta	Classifi. $\leftarrow$ “falta FF alta”	$V_0 < 0,05 pu$ e $InAT < 0,2 pu$ e $ModV_{12} > 0,2 pu$ e Ocorr. = “desequilibrada” e Classific. = “vazio”

zero) passa através do mesmo. Assim, dependendo de onde são ligados os transformadores de corrente para aquisição dos sinais, a corrente de sequência zero pode nem estar presente nas medidas<sup>3</sup>.

Assim sendo, optou-se por avaliar as relações das componentes de sequência apenas nas tensões, já que os transformadores de potencial normalmente são ligados na configuração Y aterrado, possibilitando a obtenção da componente de sequência zero mesmo para geradores não aterrados no neutro. Além disso, não é necessário avaliar a condição pré-falta uma vez que a tensão pré-falta normalmente é a nominal (1pu).

#### 4.3.5.4 Regras de identificação das fases envolvidas

As regras apresentadas até o momento permitem classificar um determinado evento de acordo com o tipo de falta: equilibrada, fase-terra, fase-fase-terra e fase-fase. Porém, apenas analisando os módulos das componentes

<sup>3</sup>Um caso deste tipo pode ser exemplificado em um gerador ligado em Y não aterrado com os TCs ligados no fechamento do neutro. Este é o caso da usina piloto.

de sequência, conforme é o caso, não é possível identificar quais são as fases envolvidas no curto-circuito. Para tal são propostas regras que avaliam o módulo das tensões nas três fases do sistema em um determinado evento onde já tenha sido identificada uma falta desequilibrada. Este tipo de verificação já foi proposto em metodologias de classificação baseadas em sistemas especialistas, como no trabalho de Kezunovic *et al.* (1993). A Tabela 19 apresenta as premissas e conclusões de cada regra deste tipo.

**Tabela 19: Premissas das regras de identificação das fases envolvidas.**

Conclusão da regra	Ação	Premissas
Fase envolvida A	Mensagem: “Fase A envolvida”	$VA < 0,9pu$ e Classific. = “falta Fg term”
Fase envolvida B	Mensagem: “Fase B envolvida”	$VB < 0,9pu$ e Classific. = “falta Fg term”
Fase envolvida C	Mensagem: “Fase C envolvida”	$VC < 0,9pu$ e Classific. = “falta Fg term”
Fase envolvida AB	Mensagem: “Fases A e B envolvidas”	$VA < 0,9pu$ e $VB < 0,9pu$ e Classific. = “falta FFg term” ou Classific. = “falta FF term”
Fase envolvida BC	Mensagem: “Fases B e C envolvidas”	$VB < 0,9pu$ e $VC < 0,9pu$ e Classific. = “falta FFg term” ou Classific. = “falta FF term”
Fase envolvida AC	Mensagem: “Fases A e C envolvidas”	$VA < 0,9pu$ e $VC < 0,9pu$ e Classific. = “falta FFg term” ou Classific. = “falta FF term”

Foi utilizado um limiar de 0,9 pu para identificar as fases envolvidas. O módulo da tensão estando abaixo deste valor indica o envolvimento da fase considerada no curto-circuito. Também como premissas estão as classificações dos tipos de falta. Caso a falta tenha sido identificada como do tipo fase-fase ou fase-fase-terra, são avaliadas os módulos das tensões de duas fases.

Diferentemente das regras discutidas anteriormente, estas não realizam a modificação de fatos como conclusão, mas apenas gravam uma mensagem ao relatório de análise que é apresentado ao especialista humano.

#### 4.3.5.5 Regras de correlação de segmentos

As regras apresentadas até o momento são suficientes para classificar um evento em um determinado segmento do registro de oscilografia. Esta classificação, por si só, feita de forma automática pela metodologia proposta representa um grande auxílio para o engenheiro analista de oscilografias. Mesmo assim, optou-se por implementar um conjunto de regras adicionais responsáveis por correlacionar dois eventos seguidos. Desta forma, uma série de conclusões mais detalhadas e abrangentes podem ser apresentadas no relatório de análise.

A abordagem proposta avalia a classificação obtida em dois segmentos seguidos, utilizando para isso o campo “Num” do fatos da base de conhecimento do SEARC (Tabela 15). Consequentemente, de acordo com o número de segmentos obtidos, uma sequência cronológica de conclusões pode ser obtida pelo SEARC, representando a evolução da ocorrência ao longo do tempo. A Tabela 20 apresenta o conjunto de regras proposto para esta finalidade. As premissas destas regras são o conteúdo dos campos “Ocorr.” e “Classific.” de dois fatos correspondentes a segmentos consecutivos, dados por “Num=x” e “Num=x-1”.

**Tabela 20: Premissas das regras de correlação de segmentos.**

Conclusão da regra	Premissas	
	Fato “Num=x”	Fato “Num=x-1”
Abertura devido a falta	Classific.=”normal sem carga”	Ocorr. = “desequilibrada” ou Ocorr. = “equilibrada”
Rejeição de carga	Classific.=”normal sem carga”	Classific.=”normal carga”
Falta gerador em vazio	Ocorr. = “desequilibrada” ou Ocorr. = “equilibrada”	Classific.=”normal sem carga”
Falta gerador sob carga	Ocorr. = “desequilibrada” ou Ocorr. = “equilibrada”	Classific.=”normal carga”
Desenergização	Classific.=”desenergização”	Classific.=”normal carga” ou Classific.=”normal sem carga”

A ação de cada uma das regras é a escrita de uma mensagem no relatório, apresentando a conclusão e o número dos dois segmentos correspondentes. Estas conclusões podem ser ordenadas de acordo com o número dos segmentos.

## 4.4 CONSIDERAÇÕES

Neste capítulo foi descrito o sistema proposto para diagnóstico de ocorrências em unidades de geração. O esquema foi dividido em dois níveis de acordo com o tipo de informação processada. No primeiro nível são analisados os dados de oscilografia fasorial. No segundo nível são analisados os dados dos registros de forma de onda, possibilitando um diagnóstico mais detalhado da ocorrência nos casos em que esta se fizer necessária.

No primeiro nível são utilizadas informações das sequências de eventos para complementar as análises das oscilografias de longa duração, seguindo a forma utilizada diariamente pelo especialista durante a elaboração dos relatórios de perturbação. Nota-se que neste processo há um constante cruzamento de informações provenientes de diferentes fontes, como RDPs distintos e sistemas supervisórios. A análise integrada destas informações é possível devido apenas à existência de um sincronismo temporal entre os diversos equipamentos através da base de tempo do GPS.

Ao longo do desenvolvimento da metodologia, buscou-se definir regras simples com número reduzido de premissas de modo que o conhecimento pudesse ser “fragmentado” em partes menores. Isto possibilita que, caso as informações de entrada estejam corrompidas, o sistema obtenha uma resposta mesmo que parcial, fornecendo ao menos uma “idéia” da ocorrência ao especialista humano, facilitando seu trabalho e reduzindo o tempo necessário para análise, logo, atendendo aos objetivos deste trabalho. Esta fragmentação também permite que a base de regras seja facilmente melhorada e expandida, contemplando novos casos que inicialmente possam não ter sido previstos.

Pode-se perceber que a maioria das regras desenvolvidas utiliza limiares numéricos simples. Os valores destes limiares foram obtidos através da análise de grande quantidade de registros reais de oscilografia. No caso do MARC também foram utilizadas simulações computacionais para verificar os limiares. O uso de lógica nebulosa (*fuzzy*) pode constituir uma importante melhora para o sistema e será proposto como possíveis trabalhos futuros.

Todas as regras dos sistemas especialistas apresentados geram mensagens que são apresentadas sob a forma de um relatório de análise. Assim, o analista tem a sua disposição a solução do processo de inferência e obtenção da conclusão, possibilitando a identificação de problemas e a proposta de modificações nas bases de regras.

O esquema proposto faz uso principalmente de grandezas medidas no terminal dos geradores, com exceção do SEARC que utiliza também a cor-

rente de neutro do lado de alta tensão do transformador elevador. As grandezas escolhidas são as mais comumente monitoradas pelos RDPs, o que permite que a metodologia proposta possa ser utilizada na grande maioria das usinas do sistema elétrico.

O SEARC para análise de curta duração utiliza na maior parte das regras as grandezas de tensões medidas no terminal do gerador. O uso das tensões somente pode vir a dificultar a detecção e classificação de faltas de alta impedância. Porém, estas não estão sendo consideradas neste trabalho, dada a baixa impedância de curto-circuito (ou elevada capacidade de curto-circuito) apresentada por uma unidade de geração de grande porte. Conforme será visto em um estudo de caso, uma falta em uma unidade de geração ocasiona correntes elevadas ( $> 2pu$ ) e quedas de tensão acentuadas (acima de 10%).

A aplicação do SEARC resulta em uma conclusão para cada segmento e para a sequência de cada dois segmentos, possibilitando a criação de um relatório completo da ocorrência, mostrando a progressão do defeito (se for o caso) e não apenas indicando se houve ou não uma falta de determinado tipo.

A metodologia proposta foi aplicada em ocorrências reais e simuladas de uma unidade de geração. A análise do registro fasorial foi totalmente desenvolvida e validada usando registros reais. Já para a análise do registro de curta duração foi necessário o uso de um sistema simulado, dada a escassa quantidade de casos de falta registrados em unidades de geração. Estes poucos casos serão discutidos como estudos de caso da metodologia. Os resultados serão apresentados no capítulo 6 após a apresentação da usina piloto e dos detalhes de implementação da metodologia no próximo capítulo.



## 5 SISTEMAS TESTE E IMPLEMENTAÇÃO

Foram utilizados dados de uma usina termoeétrica como sistema piloto para o desenvolvimento e teste da metodologia apresentada. Esta usina é a Usina Termoeétrica de Charqueadas (UTCH) adotada durante um projeto de pesquisa e desenvolvimento com a Tractebel Energia S. A., proprietária da usina. Para os testes com o módulo de análise do registro de curta duração, foi necessário simular uma unidade de geração onde foram aplicados curtos-circuitos para obtenção de registros de falta. Estes dois sistemas, juntamente com uma breve apresentação do programa de análises implementado, serão discutidos nas seções seguintes.

### 5.1 USINA TERMOELÉTRICA DE CHARQUEADAS - UTCH

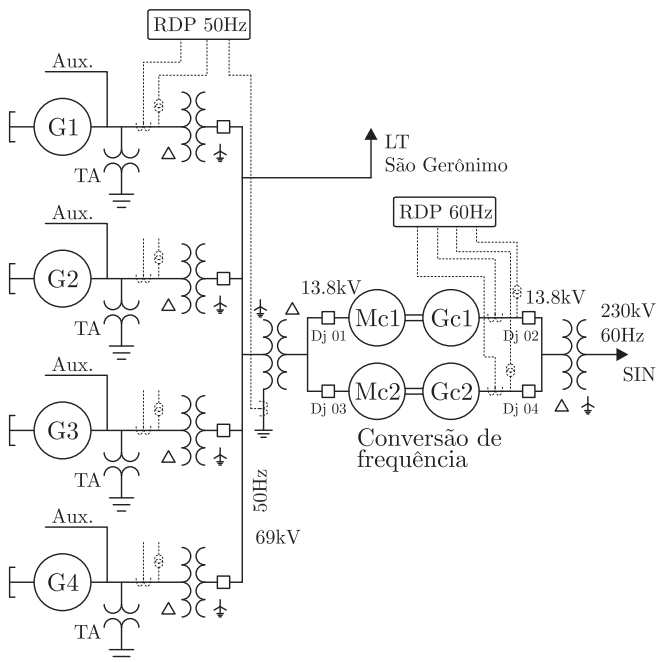
A Usina Termoeétrica de Charqueadas é composta por quatro unidades de geração. As unidades 1, 2 e 3 entraram em operação em Janeiro de 1962 enquanto que a unidade 4 em Março de 1969<sup>1</sup>. Os geradores de cada unidade possuem potência nominal de 24 MVA, tensão terminal nominal de 6 kV e frequência de 50 Hz. A frequência de 50 Hz deve-se ao fato de que na época da implantação da usina o sistema elétrico Brasileiro não possuía o nível de interligação atual, assim, alguns subsistemas mais antigos com frequência de 50 Hz ainda existiam. Para a UTCH, na região onde fora instalada, já existia uma grande carga de 50 Hz.

Com o crescimento do sistema e a padronização da frequência em 60 Hz, foram posteriormente instaladas duas unidades eletromecânicas de conversão de frequência. Estas unidades, cada uma com capacidade de 35MVA, são constituídas de duas máquinas síncronas acopladas diretamente. Uma de 10 pólos alimentada em 13,8 kV (50 Hz) operando como motor síncrono e outra de 12 pólos também com tensão de 13,8 kV em 60 Hz. Com velocidade nominal de 600 RPM a relação de pólos das duas máquinas permite a conversão de frequência. Um diagrama unifilar simplificado da usina é apresentado na Figura 26.

Os geradores são ligados em “estrela” sem aterramento no neutro. O aterramento é realizado por um Transformador de Aterramento (TA) conectado nos terminais dos geradores. Cada gerador pode também ser conectado com o barramento de serviços auxiliares da usina. Após a conversão

---

<sup>1</sup>As datas foram obtidas da ficha técnica da usina no sítio eletrônico da Tractebel Energia S.A. <http://www.tractebelenergia.com.br/>



**Figura 26: Diagrama unifilar da UTCH.**

de frequência, a usina é conectada ao sistema interligado nacional através de uma subestação de 230kV.

### 5.1.1 Dados monitorados pelos RDPs

O registro de oscilografias na UTCH é realizado por dois RDPs. Conforme indicado na Figura 26, um dos RDPs monitora grandezas de 50Hz enquanto o outro é responsável pelas grandezas de 60Hz. As Tabelas 21 e 22 apresentam as grandezas analógicas monitoradas por estes RDPs.

Através das Tabelas 21 e 22, nota-se que nos circuitos dos geradores o RDP não monitora tensão ou corrente de neutro. O registro das grandezas de neutro nem sempre está presente nas oscilografias. No caso da UTCH a corrente de neutro é monitorada no transformador do lado de 50Hz das unidades conversores de frequência (TF7). No lado de 60Hz são monitoradas

as tensões nos neutros de GC1 e GC2 bem como a corrente de neutro no transformador de 230kV.

**Tabela 21: Grandezas monitoradas pelo RDP 50Hz da UTCH.**

Nome	Unidade	Descrição
IA_G1, IB_G1, IC_G1	A	Corrente nas fases de G1
VA_G1, VB_G1, VC_G1	kV	Tensões nos terminais de G1
IA_G2, IB_G2, IC_G2	A	Corrente nas fases de G2
VA_G2, VB_G2, VC_G2	kV	Tensões nos terminais de G2
IA_G3, IB_G3, IC_G3	A	Corrente nas fases de G3
VA_G3, VB_G3, VC_G3	kV	Tensões nos terminais de G3
IA_G4, IB_G4, IC_G4	A	Corrente nas fases de G4
VA_G4, VB_G4, VC_G4	kV	Tensões nos terminais de G4
VA_B69, VB_B69, VC_B69	kV	Tensões na barra de 69kV
IA_TF7, IB_TF7, IC_TF7	A	Corrente no trafo 69kV/13.8kV
IN_TF7	A	Corrente de neutro no trafo 69kV/13.8kV

No que diz respeito à grandeza de neutro, sua presença na oscilografia bem como o tipo (tensão ou corrente) depende principalmente da disponibilidade de entradas nos RDPs e do tipo de ligação dos equipamentos. Em alguns casos não há monitoramento da corrente ou tensão de neutro dos geradores, assim sendo, conforme já mencionado a metodologia proposta não depende deste fator pois utiliza apenas as grandezas medidas nos terminais da máquina. A única grandeza de neutro utilizada é a corrente no lado de alta tensão da usina, a qual, verificou-se que é prática comum ser monitorada pelos RDPs. No caso da UTCH, esta corrente de neutro é monitorada no transformador rebaixador (TF7) do lado de 50Hz das unidades conversoras de frequência.

### 5.1.2 Sistema de proteção

Para o desenvolvimento do sistema especialista de análise da sequência de eventos é necessária a realização de estudos que visam identificar quais as funções de proteção existentes e quais as ações executadas por cada uma. Através da documentação da usina (documentos operacionais e diagramas esquemáticos) é possível a determinação de diagramas da lógica de proteção. Na Figura 27 é apresentado este diagrama para as unidades 1, 2 e 3. Para a unidade 4, o diagrama é o da Figura 28, sendo que os códigos das

**Tabela 22: Grandezas monitoradas pelo RDP 60Hz da UTCH.**

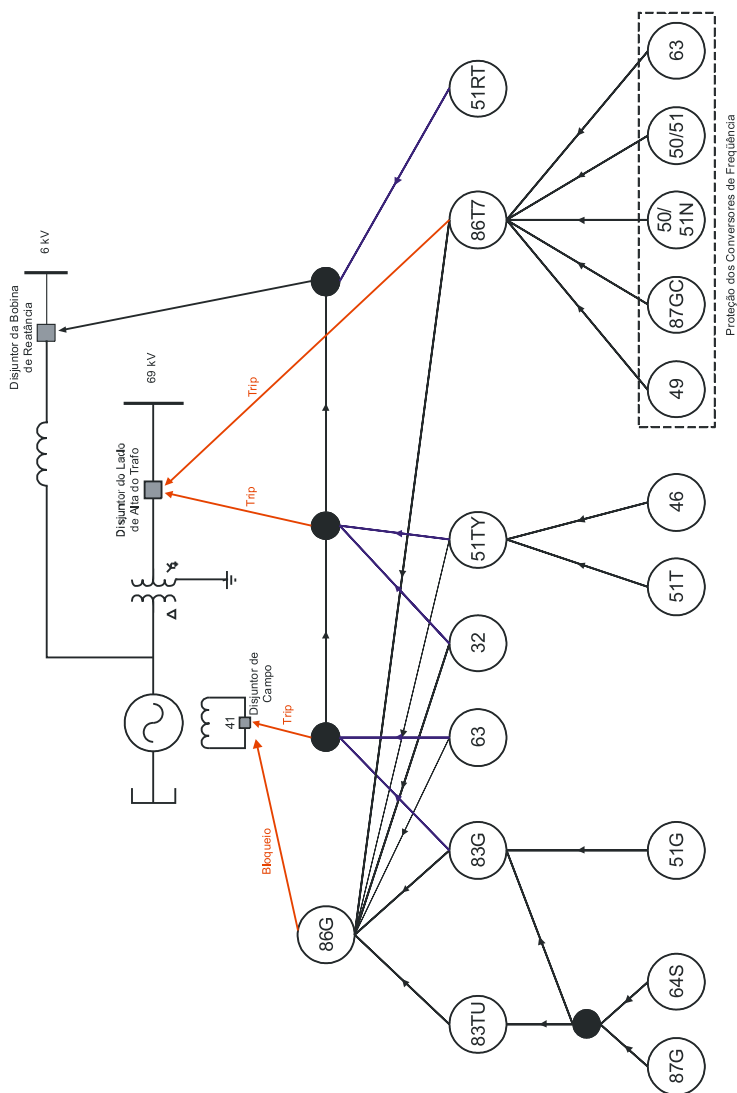
Nome	Unidade	Descrição
IA_GC1, IB_GC1, IC_GC1	A	Corrente nas fases de GC1
VA_GC1, VB_GC1, VC_GC1	kV	Tensões nos terminais do GC1
VN_GC1	kV	Tensão no neutro de GC1
IA_GC2, IB_GC2, IC_GC2	A	Corrente nas fases de GC2
VA_GC2, VB_GC2, VC_GC2	kV	Tensões nos terminais do GC2
VN_GC2	kV	Tensão no neutro de GC2
IA_TF8, IB_TF8, IC_TF8	A	Corrente no trafo 13.8kV/230kV
IN_TF8	A	Corrente de neutro no trafo 13.8kV/230kV
IDC_G1, IDC_G2, IDC_G3, IDC_G4	A	Corrente de campo dos geradores
VDC_G1, VDC_G2, VDC_G3, VDC_G4	V	Tensão de campo dos geradores

funções de proteção são expostos na Tabela 23.

**Tabela 23: Funções de proteção das unidades geradoras.**

Código	Descrição
86G	Relé de bloqueio do gerador
86T7	Relé de bloqueio do transformador TF7
83G	Relé de bloqueio auxiliar do gerador
83TU	Relé de bloqueio auxiliar da unidade
87G	Proteção diferencial do gerador
87G	Proteção diferencial do gerador das unidades conversoras
64S	Proteção contra faltas à terra no estator
51G	Proteção de sobre-corrente do gerador
63	Relé de pressão de gás no transformador
32	Proteção de reversão de potência
51T	Proteção de sobre-corrente do transformador
46	Proteção de desbalanceamento de corrente de fase
51TY	Relé auxiliar de sobre-corrente
51RT	Proteção de sobre-corrente do indutor de amortecimento
50/51	Proteção de sobre-corrente
50/51N	Proteção de sobre-corrente de neutro
49	Proteção térmica

O processo de desconexão e bloqueio das unidades 1, 2 e 3 é desencadeado pelo relé de bloqueio (86G) o qual atua no disjuntor do circuito de



**Figura 27: Sistema de proteção das unidades 1, 2 e 3 da UTCH.**

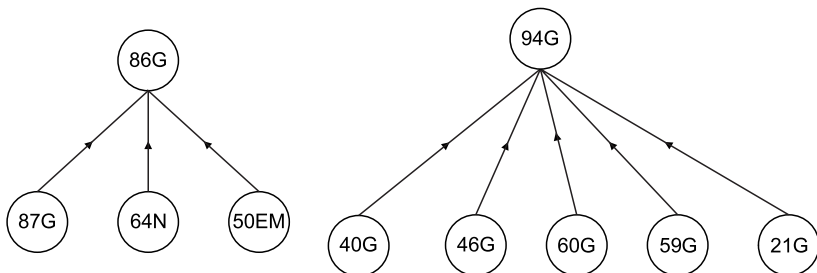


excitação da máquina. A abertura do disjuntor de campo, por consequência, ocasiona a abertura do disjuntor principal da unidade (69kV) e o disjuntor da chamada bobina de reatância conectada ao circuito auxiliar. O sistema de proteção da unidade 4, instalada posteriormente, difere apenas na atuação do relé de reversão de potência (32G), o qual atua sobre o relé de bloqueio auxiliar do gerador (83G) e não diretamente no relé de bloqueio.

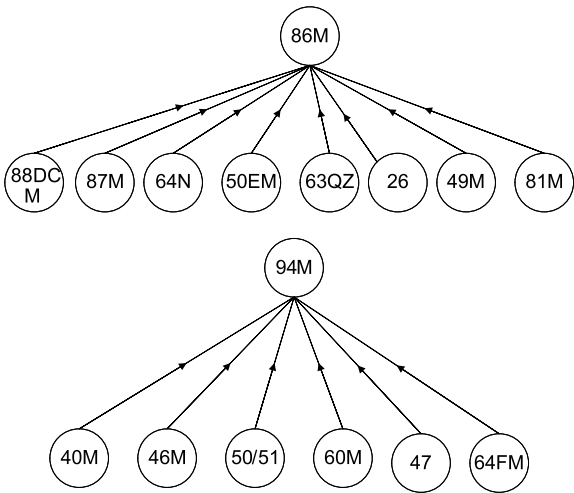
Nota-se a existência de outros relés auxiliares como o 83TU e o 51TY. Atuações de proteções de outros sistemas, como das unidades conversoras também provocam o bloqueio das unidades através do relé de bloqueio do transformador TF7 (69kV/13,8kV). Proteções específicas do transformador elevador como sobrecorrente (51T) e de formação de gás (63) também resultam em bloqueio. Os círculos preenchidos representam relés auxiliares de abertura dos disjuntores. A atuação desses relés não é monitorada pelo sistema supervisor, ou seja, não está presente na sequência de eventos.

A proteção das quatro unidades de geração e dos respectivos transformadores elevadores é feita através de relés digitais multifuncionais, apenas os relés auxiliares são elementos eletromecânicos. No entanto, relés eletromecânicos ainda são utilizados na proteção de ambos os conversores de frequência.

A partir da documentação da usina foi possível analisar o sistema de proteção das unidades, nas quais as funções de proteção atuam em dois relés auxiliares: o de bloqueio (86) e o de abertura do disjuntor (94), utilizados pela proteção de cada motor e gerador das unidades (sufixos M e G respectivamente). As duas unidades possuem sistemas de proteção idênticos. Para os geradores, o diagrama de ações da proteção é apresentado na Figura 29 enquanto que para os motores este diagrama é exposto na Figura 30.



**Figura 29: Sistema de proteção dos geradores das unidades conversoras de frequência.**



**Figura 30: Sistema de proteção dos motores das unidades conversoras de frequência.**

A descrição das funções de proteção dos geradores é apresentada na Tabela 24, enquanto que para os motores é utilizada a Tabela 25.

**Tabela 24: Funções de proteção dos geradores das unidades de conversão de frequência.**

Código	Descrição
87G	Proteção diferencial do gerador
64N	Proteção contra faltas à terra no estator
50EM	Proteção de sobrecorrente do sistema de excitação
40G	Proteção de perda de excitação
46G	Proteção de desbalanceamento de corrente de fase
60G	Proteção de desbalanço de tensão
59G	Proteção de sobreensão
21G	Proteção de retaguarda (relé de distância)

O estudo do sistema de proteção da usina foi fundamental para o desenvolvimento das regras do SESOE apresentadas no capítulo anterior.



**Tabela 25: Funções de proteção dos motores das unidades de conversão de frequência.**

Código	Descrição
40M	Proteção de perda de excitação
46M	Proteção de desbalanceamento de corrente de fase
50/51	Proteção de sobrecorrente
64FM	Proteção de terra do enrolamento de campo
88DCM	Contato auxiliar do contactor de partida da bomba de lubrificação dos mancais
87MG	Proteção diferencial do motor
64N	Proteção de terra do estator
50EM	Proteção de sobrecorrente do sistema de excitação
63QZ	Proteção de baixa pressão de óleo de lubrificação
26	Proteção de sobrecarga da partida
49M	Relé de imagem térmica
81M	Proteção de sub/sobrefrequência

## 5.2 SISTEMA SIMULADO

Para o desenvolvimento do módulo de análise do registro de curta duração fez-se necessário utilizar um modelo de simulação para obtenção de registros oscilográficos de situações anormais, como faltas equilibradas e desequilibradas, já que registros reais destas situações não são frequentes.

Inicialmente, podem ser consideradas duas possibilidades para simulação deste modelo: o uso do programa de simulação de transitórios elétricos *ElectroMagnetic Transients Program* (EMTP) e o uso do programa Matlab/Simulink. Ambos os programas possuem modelos de máquinas síncronas e dos componentes do sistema elétrico como linhas, transformadores, disjuntores, etc. O Matlab/Simulink® foi a ferramenta escolhida por já possuir um sistema de demonstração de uma unidade de geração hidroelétrica contendo os modelos já ajustados da turbina e dos controladores de frequência e tensão. No EMTP estes modelos de controladores e de turbina deveriam ser implementados manualmente através dos módulos chamados *Transient Analysis of Control Systems* (TACS).

O sistema simulado (Figura 31) é composto pelos seguintes modelos de componentes: gerador síncrono; turbina e controle de velocidade; sistema de excitação e controle de tensão; transformador elevador; barramento infinito (interligação com o sistema); transformador de aterramento (o modelo do gerador não é aterrado); bloco de falta e cargas representando serviços auxili-

ares. Além disso a adição de blocos de medição permite que os dados possam ser exportados para o formato de oscilografia interpretado pelo programa de análise. Para realizar essa conversão, utiliza-se um programa desenvolvido especificamente para esta finalidade. Os parâmetros de configuração desse modelo são expostos no Apêndice D.

A unidade de geração simulada representa uma unidade hidroelétrica com potência nominal de 200 MVA, gerando em tensão de 13,8 kV, a qual é elevada para 230 kV. Internamente o gerador é ligado na configuração *Y* não aterrado, fazendo-se necessário o uso de um transformador de aterramento.

Para simulação dos curtos-circuitos foram variados os parâmetros do bloco de falta, como a resistência de falta e o instante de incidência. Juntamente com a falta, foi simulada também a operação do sistema de proteção, através da abertura do disjuntor principal e de campo e do fechamento da turbina. Este último foi simulado através da aplicação de um sinal de torque nulo no gerador após a suposta atuação da proteção, implementando assim, uma aproximação do que seria o fechamento do distribuidor da turbina.

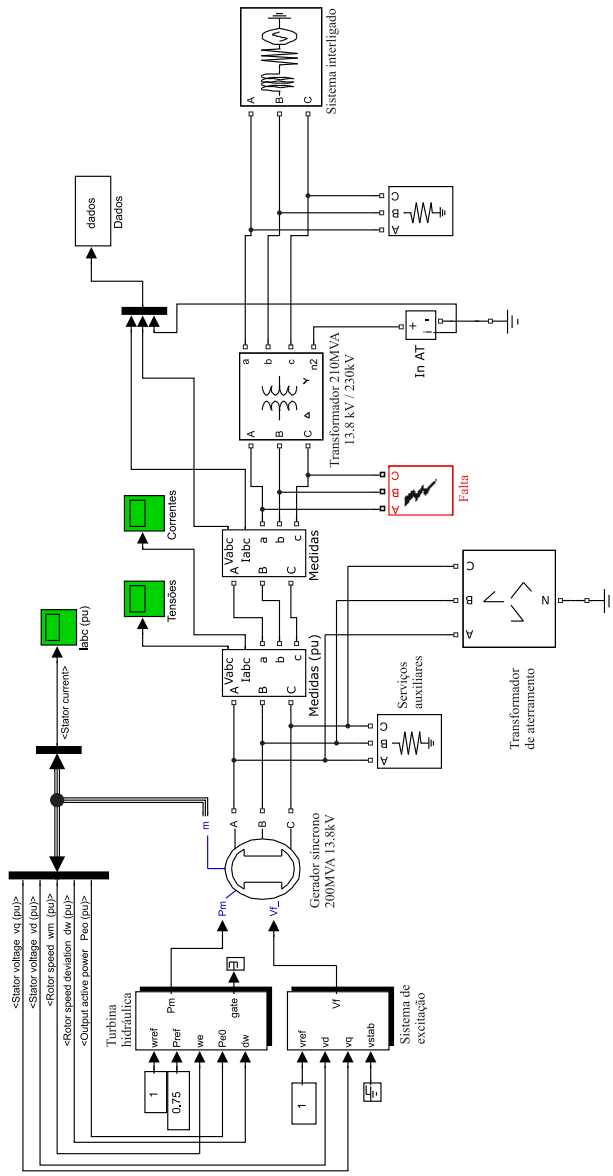


Figura 31: Diagrama de blocos do modelo de simulação.

### 5.3 IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO

A metodologia proposta foi implementada em um programa de análise de oscilografias desenvolvido para ser utilizado como ferramenta de testes de análise de oscilografias. Esse programa foi desenvolvido usando linguagem de programação de alto nível, gratuita e orientada a objetos *Python* (NORTON *et al.*, 2005; RAPPIN; DUNN, 2006). O *Python* possui módulos de análise numérica, interface gráfica, geração de gráficos, sistemas lineares, dentre outros inúmeros módulos desenvolvidos pelos usuários. Um dos módulos implementa uma interface à biblioteca de funções escrita em linguagem C do sistema especialista utilizado, o CLIPS (CLIPS, 2007). O *pyClips*, como é chamado, permite que o programa em python utilize o CLIPS diretamente sem a necessidade de manuseio da linha de comando que é sua interface padrão.

O desenvolvimento de um programa dedicado usando a linguagem python se dá pelas seguintes razões:

- O python e seus módulos são de distribuição e uso gratuito.
- A linguagem python possui uma das curvas de aprendizagem mais acentuadas (NORTON *et al.*, 2005). Ou seja, é de rápido aprendizado.
- Permite o desenvolvimento da interface utilizando bibliotecas nativas do sistema operacional, desta forma apresentando excelente desempenho no quesito gráficos.
- Módulos de plotagem e manuseio de gráficos avançados e de fácil utilização.
- Pode ser utilizada em diversos sistemas operacionais.
- Por ser uma linguagem nativamente orientada a objetos, permite a reutilização de porções de código de forma simples e otimizada.
- Multitarefa. O uso de várias tarefas de processamento possibilita que enquanto o programa analisa os dados a interface e outras análises possam ser realizadas sem que o programa permaneça “travado” até o término da rotina de processamento.
- Desempenho numérico. Os módulos de operações matriciais e vetoriais são baseados em bibliotecas consolidadas, tornando rápido o desempenho do programa quando processando vetores de elevada ordem.

O programa, chamado de *pyOscilo*, constitui uma ferramenta de desenvolvimento da metodologia e não um aplicativo específico. Desta forma, o *pyOscilo* realiza diversas análises que fazem parte da metodologia proposta de forma separada. Por exemplo, é possível aplicar o filtro de kalman linear

em um sinal qualquer escolhido pelo usuário; pode-se plotar as componentes simétricas dos dados de tensão ou corrente de um gerador; pode-se executar o método de segmentação independentemente.

Algumas capturas de tela do pyOscilo que serão mostradas adiante permitem um vislumbre das funcionalidades do programa.

A Figura 32 mostra a tela de plotagem do programa. Na parte inferior pode-se notar a árvore de diretórios onde o usuário deve indicar a localização em disco dos arquivos de oscilografia. A estrutura em forma de árvore da esquerda mostra o conteúdo da oscilografia aberta. A partir daí o usuário pode escolher um ou mais canais para plotar na interface. O gráfico obtido pode ser exportado em diversos formatos de arquivo. O quadro no lado inferior direito apresenta as mensagens do programa e eventuais mensagens de erro.

Na Figura 33 é mostrada a tela de análise do registro fasorial. O usuário seleciona a(s) unidade(s) que deseja analisar na estrutura em árvore da esquerda e o programa mostra os resultados nas “abas” da parte central da tela. Nesta abas podem ser visualizadas o resultado da segmentação, as mensagens das regras e a sequência de eventos. O resultado final da análise do MARF é apresentado na tela. No exemplo este resultado é “DESENERGIZAÇÃO 32G”.

Para o caso de se analisar muitas oscilografias, o programa possui o chamado “modo batch” em que o programa realiza uma análise em sequência de todas as oscilografias presentes em um determinado diretório no disco. A tela do “modo batch” é apresentada na Figura 34. Nesta tela os resultados são apresentados em forma de tabela resumida contendo a conclusão do SEOSC, do SESOE e do SEUNI para cada unidade de geração presente na usina. Cada linha da tabela corresponde a uma oscilografia. Esta tabela pode ser salva no disco para posterior análise ou exportada no formato *Excel*<sup>®</sup>.

Um outro modo de operação do programa é o modo de análise avançada, apresentada na Figura 35. Neste modo o usuário escolhe qual análise deseja realizar na caixa de seleção acima do gráfico. Durante e após o processo de análise escolhido, os dados resultantes prontos para serem plotados são adicionados no quadro do canto inferior esquerdo. No exemplo da figura, o usuário realizou uma análise utilizando o filtro de Kalman complexo estendido e optou por plotar o sinal medido juntamente com a amplitude estimada pelo filtro. A análise do registro de curta duração é realizada desta forma através da escolha da opção correspondente na caixa de seleção de análises.

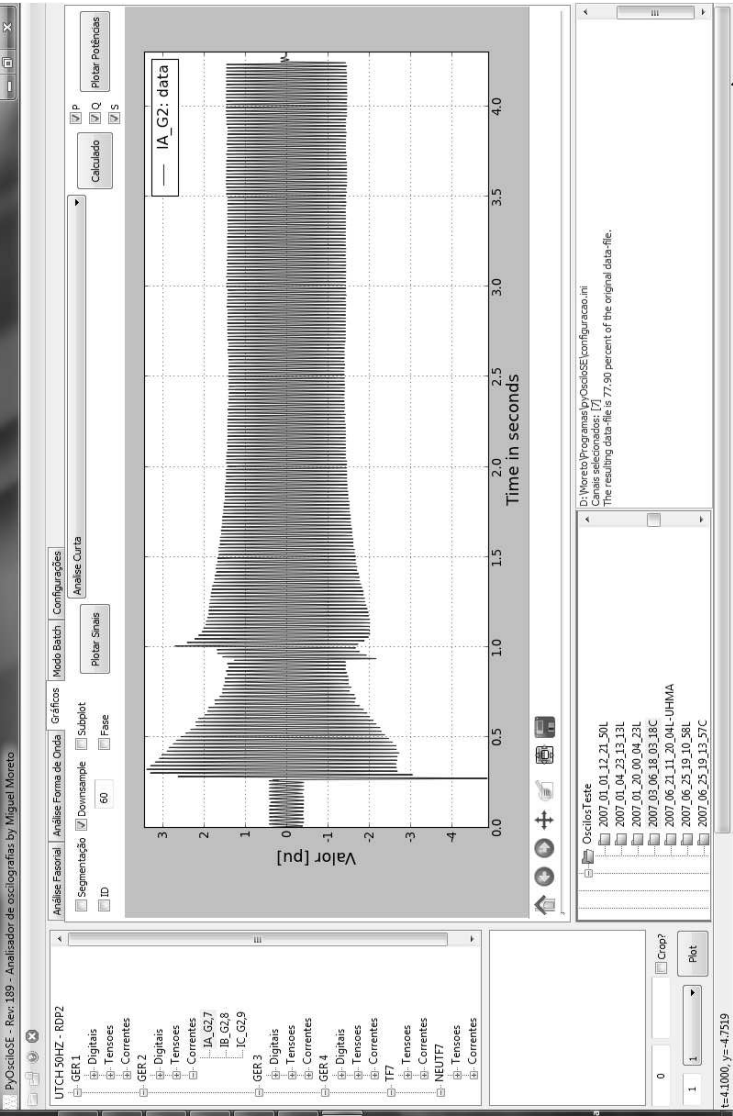


Figura 32: Tela de plotagem de grandezas do programa desenvolvido.

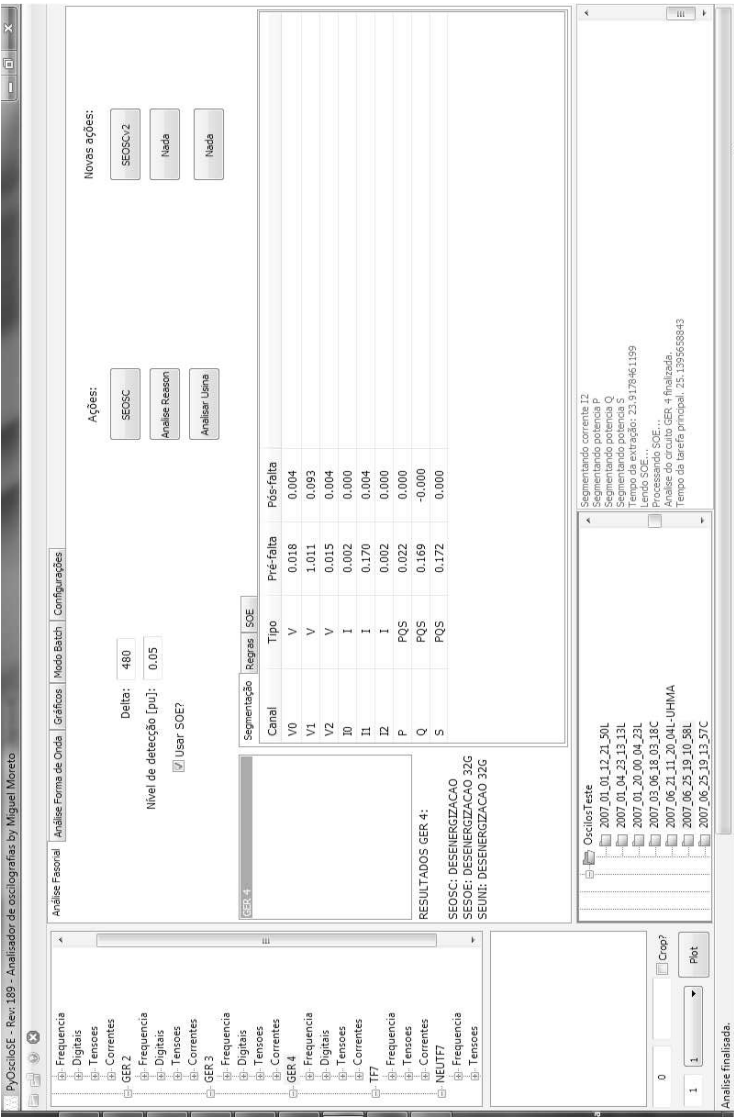


Figura 33: Tela da análise do registro de longa duração.





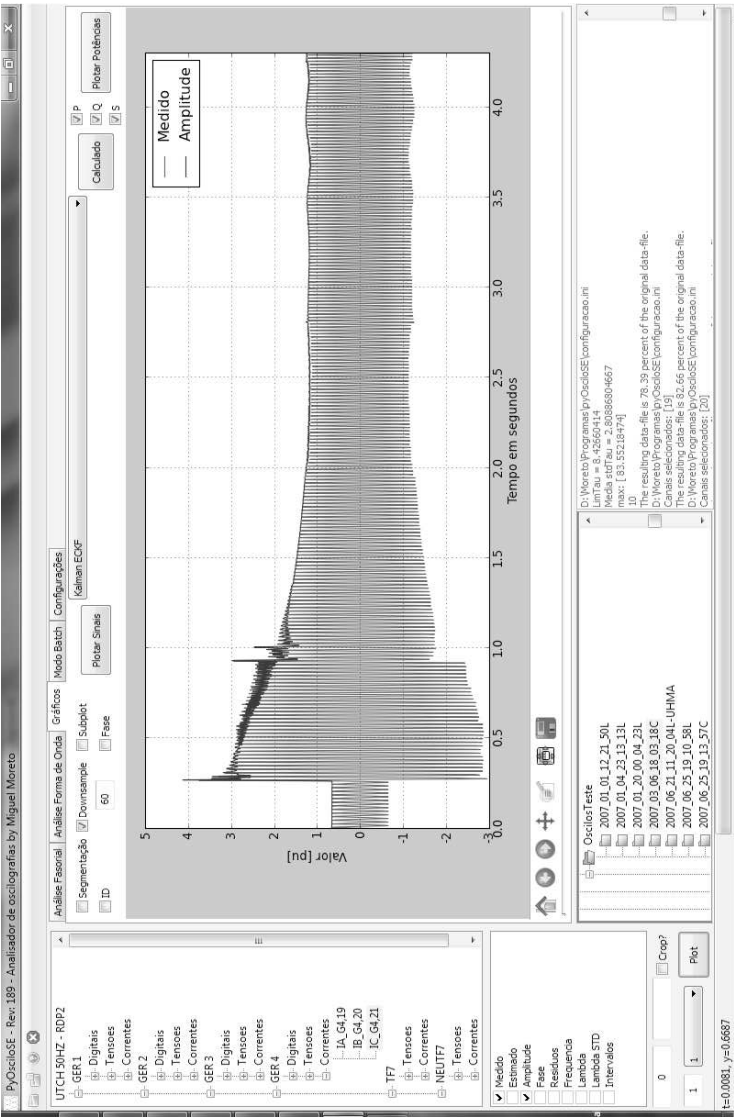


Figura 35: Tela de plotagem e análise avançada.

#### 5.4 CONSIDERAÇÕES

Este capítulo apresentou a usina piloto, o sistema simulado e o programa computacional da metodologia proposta. A escolha da usina piloto foi realizada durante um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento realizado em paralelo com a elaboração da tese. A partir da escolha da usina, a empresa que a administra cedeu todos os dados necessários, como diagramas e documentos operacionais além de grande quantidade de registros históricos de oscilografias e sequências de eventos. A partir daí foi possível desenvolver a metodologia e aplicá-la aos registros reais disponíveis.

Para o módulo de análise do registro de curta duração foi necessária a utilização de um sistema simulado. Este sistema permitiu que as regras do SEARC fossem desenvolvidas e testadas.

## 6 RESULTADOS

A metodologia proposta no capítulo 5 adota um processo modular para análise dos registros oscilográficos com a definição de dois módulos, um responsável pela avaliação do registro fasorial de longa duração e outro pelo registro de curta duração (forma de onda). Esta estrutura será mantida também na exposição dos resultados, ou seja, os resultados de cada módulo serão expostos separadamente de modo a facilitar a análise.

### 6.1 MARF: ANÁLISE DO REGISTRO DE LONGA DURAÇÃO

Durante o desenvolvimento da tese uma vasta quantidade de registros reais de oscilografias foram utilizados. Os registros fasoriais possibilitaram o desenvolvimento do módulo de análise do registro fasorial, visto que seu objetivo é pré-classificar a ocorrência e a maioria dos registros correspondem a situações normais de operação. Assim sendo, para o MARF não foi necessário recorrer a modelos de simulação.

O MARF foi aplicado a centenas de registros, conforme será exposto na subseção 6.1.2, porém, inicialmente serão apresentados alguns estudos de caso para melhor visualizar o funcionamento do módulo, quais as informações obtidas a partir da análise e de que forma podem ajudar o engenheiro analista.

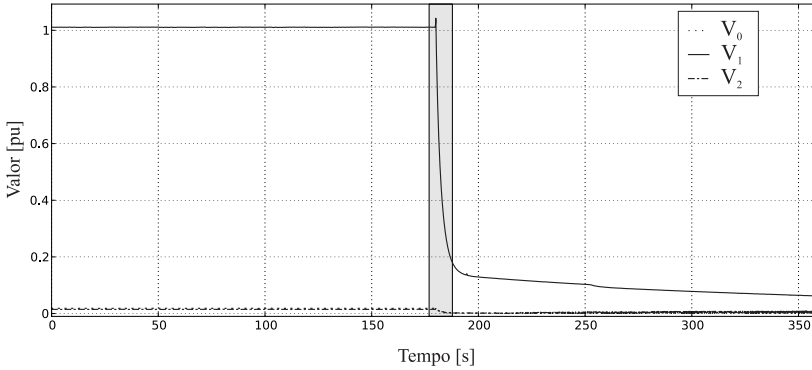
#### 6.1.1 Estudos de caso

Serão apresentados três estudos de caso que permitem uma clara visualização do funcionamento do MARF: desenergização por reversão de potência, energização e desligamento forçado.

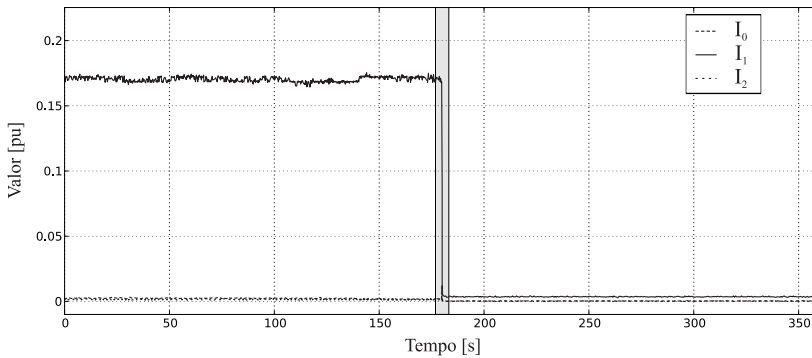
##### 6.1.1.1 Desenergização por reversão de potência

Este estudo de caso consiste no desligamento proposital de uma das unidades da UTCH através do procedimento de reversão de potência. A primeira etapa na análise do registro fasorial consiste no cálculo das componentes simétricas a partir das grandezas de fase. Nas Figuras 36(a) e 36(b) pode-se visualizar os gráficos dos módulos das componentes de sequência

das tensões e correntes respectivamente. A região destacada nos gráficos representa o intervalo de transitório obtido através do índice de detecção  $id_3$ .



(a) Tensões de sequência

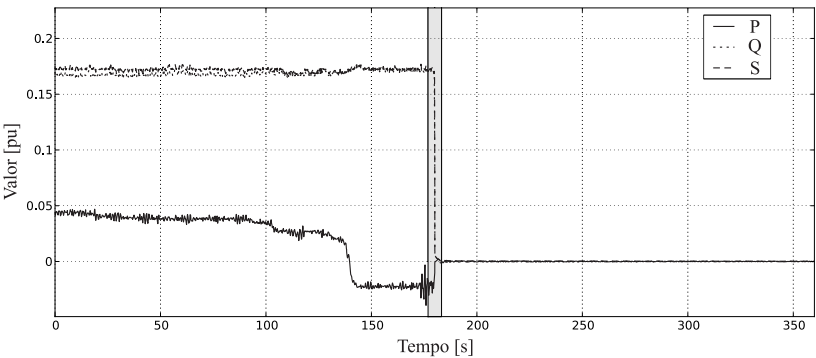


(b) Correntes de sequência

**Figura 36: Segmentação das tensões e correntes no caso de desenergização por reversão de potência.**

Nota-se em ambos os gráficos a existência de componente de sequência positiva apenas, já que na desenergização não ocorre desequilíbrio entre as fases.

O gráfico das potências trifásicas calculadas a partir do registro fasorial pode ser visualizado na Figura 37, já que o valor da potência ativa também é utilizado pelo MARF. O segmento transitório obtido pelo  $id_3$  foi destacado na figura.



**Figura 37: Potências ativa, reativa e aparente para o caso de desenergização por reversão de potência.**

A partir da segmentação é realizada a extração de características, as quais neste caso consistem nos valores médios das grandezas nos segmentos pré- e pós-transitório. Os valores das características são apresentados na Tabela 26.

**Tabela 26: Resultado da extração de características para o caso de desenergização por reversão de potência.**

Grandeza	Valor Pré-transitório [pu]	Valor Pós-transitório [pu]
$V_0$	0,018	0,004
$V_1$	1,011	0,093
$V_2$	0,015	0,004
$I_0$	0,002	0,000
$I_1$	0,170	0,004
$I_2$	0,002	0,000
$P$	0,022	0,000

Pode-se verificar pela Tabela 26 que a tensão de sequência positiva inicialmente apresentou valor nominal (1,011 pu) assim como a corrente (0,17 pu). Porém a potência ativa no segmento pré-transitório é baixa (0,022 pu), o que sugere o desligamento por reversão de potência. Com estes fatos, o SE-OSC é executado. Durante a execução as seguintes características são identificadas pelas “regras de classificação de características” (Tabela 8):

- ⇒ **Característica SEM VARIAÇÃO em P**
- ⇒ **Característica SEM VARIAÇÃO em I2**
- ⇒ **Característica DECRÉSCIMO FINAL em I1**
- ⇒ **Característica SEM VARIAÇÃO em I0**

⇒Característica SEM VARIAÇÃO em V2

⇒**Característica DECREMENTO em V1 com valor >0,8 pu**

Em negrito foram destacadas as características que são premissas da regra “Desenergização” da Tabela 10. Esta regra retorna o resultado da análise do SEOSC, um dos três sistemas especialistas que compõem o MARF:

⇒ **DIAGNÓSTICO DO SEOSC: DEZENERGIZAÇÃO DA UNIDADE**

Para verificar a possibilidade de um desligamento da unidade pelo processo intencional de reversão de potência, deve-se avaliar a sequência de eventos, descrita na Tabela 27 em que é mostrada a estampa de tempo de cada evento e sua descrição. Pode-se verificar o evento e a mudança de estado. Na implementação do MARF, a descrição é processada e analisada de modo a identificar qual função de proteção ou equipamento foi responsável pelo evento e qual seu estado. Deve-se ressaltar que na SOE presente na Tabela 27 já foi realizada a filtragem inicial que consiste em separar do restante da SOE os eventos relativos à unidade de geração de interesse (neste caso a unidade 4) e dentre estes apenas os eventos que ocorreram entre o início e o final do registro fasorial.

**Tabela 27: Sequência de eventos selecionada para o caso de desenergização por reversão de potência.**

Estampa de tempo	Descrição
2007-6-25 19:13:58.088	PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Atuado
2007-6-25 19:13:58.088	RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado
2007-6-25 19:13:58.104	BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado
2007-6-25 19:13:58.137	DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Aberto
2007-6-25 19:13:58.139	DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Em_Transito
2007-6-25 19:13:58.424	RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Normal
2007-6-25 19:13:58.426	PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Normal

Na SOE pode-se perceber o procedimento de desenergização por reversão de potência: a atuação do relé de proteção de reversão de potência (32G), do relé auxiliar de disparo (83G), do bloqueio do gerador (86G) e a

abertura do disjuntor principal da unidade. Esta sequência está coerente com a lógica de proteção da unidade 4, esquematizada na Figura 28. Estes eventos, cada um sendo um fato na base de conhecimentos do SESOE, são premissas para a execução da regra “Desenergização 32G” da Tabela 13, a qual retorna o resultado do SESOE:

⇒ DIAGNÓSTICO DO SESOE: DESLIGAMENTO POR REVERSÃO DE POTÊNCIA

Os resultados de ambos sistemas especialistas fornecem as premissas para a execução do SEUNI que correlaciona a análise da oscilografia com a SOE. O resultado do SEUNI é o resultado final do MARF:

⇒ DIAGNÓSTICO DO SEUNI: DESLIGAMENTO POR REVERSÃO DE POTÊNCIA

Esta ocorrência é considerada normal, pois trata-se de um procedimento operativo padrão na usina piloto. Assim, uma análise mais detalhada usando a oscilografia de curta duração não é necessária.

Todos os dados apresentados podem ser organizados em um relatório que permite que o analista verifique manualmente a ocorrência se necessário. Desta forma, os dados de oscilografia e SOE estarão já pré-classificados e presentes em um único documento, pois a busca das informações já foi realizada pelo módulo de análise automática.

#### 6.1.1.2 Energização

O segundo estudo de caso apresentado consiste na análise do registro fasorial gerado durante o procedimento de energização de uma unidade de geração. Através da oscilografia, este caso pode ser caracterizado pelo aumento das tensões nos terminais do gerador até patamares próximos do valor nominal. A Figura 38 mostra o registro da tensão de sequência positiva para um caso deste tipo observado na usina piloto. Na mesma figura já é mostrada a região que corresponde ao segmento transitório identificado.

As tensões de sequência negativa e zero, as correntes de sequência e as potências trifásicas não foram apresentadas pois seus valores são nulos durante todo o registro. Isto significa que o registro oscilográfico não inclui o instante do sincronismo da unidade ao sistema. Este deve ter ocorrido em momentos subsequentes após a estabilização da tensão e frequência da unidade. Na Tabela 28 é apresentado o resultado da extração de características onde

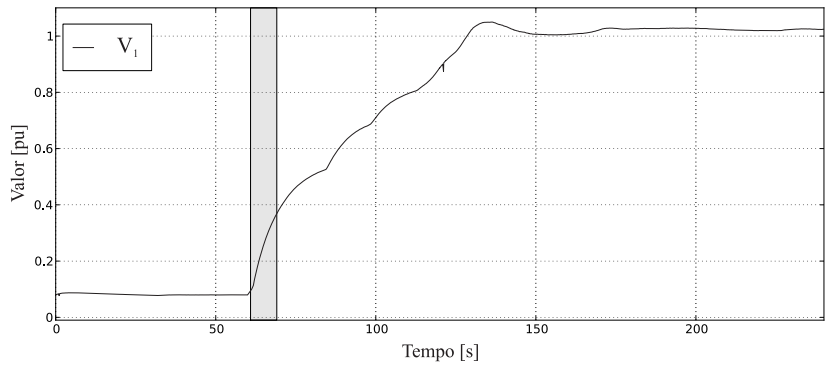


Figura 38: Segmentação das tensões no caso de energização.

percebe-se que a tensão passou de um patamar considerado baixo (0,095 pu) para um valor próximo do nominal (0,907 pu).

Tabela 28: Resultado da extração de características para o caso de energização.

Grandeza	Valor Pré-transitório [pu]	Valor Pós-transitório [pu]
$V_0$	0.005	0.019
$V_1$	0.095	0.907
$V_2$	0.005	0.015
$I_0$	0.004	0.006
$I_1$	0.001	0.001
$I_2$	0.001	0.002
$P$	0.000	0.000

Com estes fatos, durante a execução do SEOSC são identificadas as seguintes características:

- ⇒Característica SEM VARIAÇÃO em P
- ⇒Característica SEM VARIAÇÃO em I2
- ⇒**Característica SEM VARIAÇÃO em I1**
- ⇒Característica SEM VARIAÇÃO em I0
- ⇒Característica SEM VARIAÇÃO em V2
- ⇒**Característica AUMENTO INICIAL em V1**

Em negrito são destacadas as características que são premissas da regra “Energização” da Tabela 10. Esta regra retorna o resultado da análise do SEOSC:

⇒ DIAGNÓSTICO DO SEOSC: ENERGIZAÇÃO DA UNIDADE



O diagnóstico de energização pode ser confirmado pela SOE. No procedimento de energização das unidades da usina piloto ocorre o desbloqueio do disjuntor, o qual permanece bloqueado enquanto a unidade está fora de operação, logo, na SOE é verificada a ocorrência deste tipo de evento, conforme a Tabela 29.

**Tabela 29: Sequência de eventos selecionada para o caso de energização.**

Estampa de tempo	Descrição
2007-9-21 07:04:03.114	BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Normal
2007-9-21 07:04:03.131	BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado
2007-9-21 07:04:03.635	BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Normal

Na SOE são registradados três eventos do relé auxiliar de bloqueio 86G com intervalos de tempo da ordem de milissegundos entre cada um. Verifica-se que este tipo de situação ocorre devido a “repiques” nos contatos dos interruptores mecânicos (ou em relés auxiliares de expansão de contatos) de operação manual de dispositivos, como no relé auxiliar 86G neste caso. A presença de ao menos um evento de normalização do relé de bloqueio (estado mudando para normal na descrição) é suficiente para disparar a regra “Desbloqueio manual” da Tabela 13, resultando na conclusão do SESOE:

⇒ DIAGNÓSTICO DO SESOE: DESBLOQUEIO MANUAL DA UNIDADE

A partir dos resultados do SEOSC e do SESOE o SEUNI obtém o resultado final do MARF, conforme a Tabela 14:

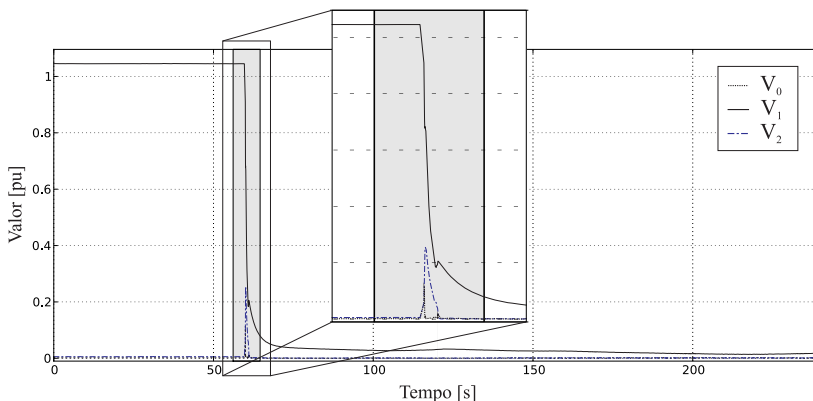
⇒ DIAGNÓSTICO DO SEUNI: ENERGIZAÇÃO DA UNIDADE

Os conjuntos de regras permitem ainda a identificação de casos de energização onde em um mesmo registro há a sincronização da unidade com o sistema. Neste caso, seria observado na SOE um evento de fechamento do disjuntor da unidade e no registro da corrente um incremento em seu valor caso haja tomada de carga após o sincronismo.

### 6.1.1.3 Desligamento forçado devido a falta

Neste caso observa-se uma situação de desligamento forçado devido a uma falta, situação esta que corresponde a uma ocorrência grave e que deve ser analisada em maiores detalhes pelo MARC bem como pelo especialista responsável na empresa.

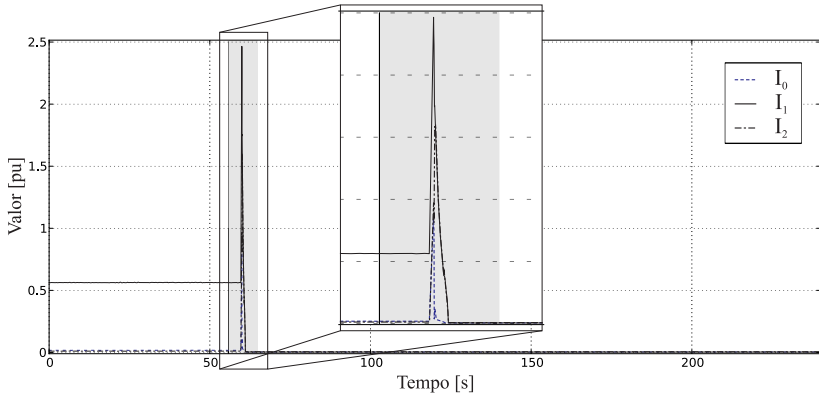
A ocorrência em questão corresponde a um curto-circuito no lado de alta tensão do transformador elevador da unidade 2 da usina piloto. O defeito foi ocasionado devido à explosão de um para-raios instalado na fase B no lado de alta tensão do transformador. A explosão provocou um curto-circuito à terra, ocasionando sobrecorrentes da ordem de 3,5 pu nas fases do gerador. O defeito foi eliminado através da abertura do disjuntor principal da unidade 2. Na Figura 39 observa-se a evolução dos valores das componentes simétricas das tensões enquanto que a decomposição das correntes de fase é apresentada na Figura 40. O gráfico das potências trifásicas calculadas é exposto na Figura 41.



**Figura 39: Segmentação das tensões no caso de desligamento forçado.**

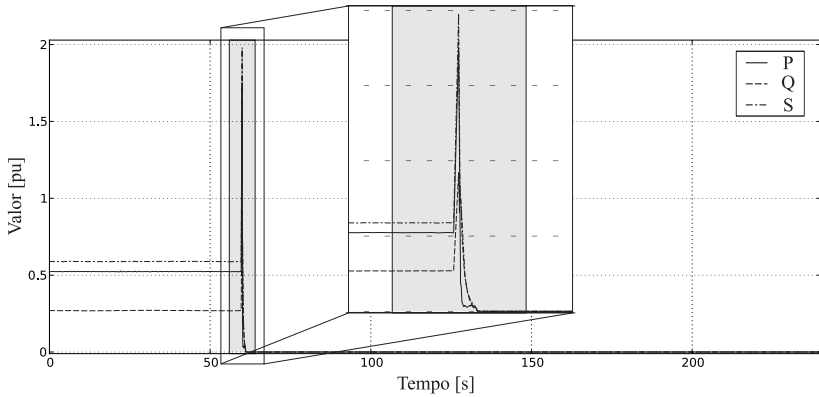
Nota-se no registro da tensão a presença de componentes de sequência negativa durante o curto-circuito e que não há componentes de sequência zero, uma vez que a falta ocorreu no lado de alta tensão do transformador elevador. Após a atuação da proteção houve a abertura do disjuntor de campo da unidade, pode-se verificar a queda exponencial da tensão durante o processo de parada da unidade.

Verificam-se nos registros de corrente valores da ordem de 2,5 pu na componente de sequência positiva e 1,5 pu na sequência negativa. Ambas



**Figura 40: Segmentação das correntes no caso de desligamento forçado.**

as componentes são reduzidas a zero aproximadamente 60s após o início do registro, quando ocorre a abertura do disjuntor. O mesmo comportamento é observado nas potências. Fica clara, pelo registro de oscilografia, a ocorrência de um desligamento forçado com rejeição de carga.



**Figura 41: Segmentação das potências no caso de desligamento forçado.**

Aplicando o método de segmentação proposto obtêm-se as características da Tabela 30.

A execução do SEOSC resulta na identificação dos seguintes fatos de características:

- ⇒ Característica DECRÉSCIMO FINAL em P
- ⇒ Característica SEM VARIAÇÃO em I2

**Tabela 30: Resultado da extração de características para o caso de desligamento forçado.**

Grandeza	Valor Pré-transitório [ <i>pu</i> ]	Valor Pós-transitório [ <i>pu</i> ]
$V_0$	0.001	0.001
$V_1$	1.045	0.025
$V_2$	0.004	0.001
$I_0$	0.017	0.003
$I_1$	0.563	0.003
$I_2$	0.011	0.006
$P$	0.523	0.000

⇒ **Característica DECRÉSCIMO FINAL em I1**

⇒ Característica SEM VARIAÇÃO em I0

⇒ Característica SEM VARIAÇÃO em V2

⇒ **Característica DECRÉSCIMO FINAL em V1**

Os fatos destacados em negrito ocasionam o disparo da regra “Desligamento forçado” da Tabela 10, o que resulta na conclusão do SEOSC:

⇒ DIAGNÓSTICO DO SEOSC: DESLIGAMENTO FORÇADO

A SOE permite que este diagnóstico possa ser confirmado. Na Tabela 31 nota-se a atuação do relé diferencial da unidade (87G), havendo na sequência a atuação do relé de bloqueio (86G) e consequente abertura do disjuntor da unidade. Em seguida, após a eliminação da falta, o relé diferencial volta para o estado normal (não atuado).

A presença de um evento de função de proteção primária (seletiva), como no caso do relé diferencial, e de abertura do disjuntor da unidade já são indícios suficientes para que o SESOE conclua que os eventos registrados correspondem a uma ocorrência de desligamento forçado, conforme a regra “Desligamento forçado” da Tabela 13. Sendo assim, após a execução do SE-SOE o seguinte diagnóstico é obtido:

⇒ DIAGNÓSTICO DO SESOE: DESLIGAMENTO FORÇADO

O diagnóstico de desligamento forçado em ambos os sistemas especialistas faz com que o SEUNI, conforme a Tabela 14 obtenha a seguinte conclusão do MARF:

⇒ DIAGNÓSTICO DO SEUNI: FALTA

Casos de faltas em unidades de geração geralmente são eventos severos com elevadas correntes de curto-circuito. Tais casos devem ser analisados

**Tabela 31: Sequência de eventos selecionada para o caso de desligamento forçado.**

Estampa de tempo	Descrição
2009-2-16 16:50:47.197	RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado
2009-2-16 16:50:47.213	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO GERADOR FASE B - 87G mudou para Atuado
2009-2-16 16:50:47.224	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO GERADOR FASE A - 87G mudou para Atuado
2009-2-16 16:50:47.224	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO GERADOR FASE C - 87G mudou para Atuado
2009-2-16 16:50:47.228	BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado
2009-2-16 16:50:47.244	UNIDADE SINCRONIZADA -G2 mudou para Normal
2009-2-16 16:50:47.244	DJ0312 - DISJUNTOR DA UNIDADE 02 ABERTO FECHADO mudou para Invalido00
2009-2-16 16:50:47.244	DJ0312 - DISJUNTOR DA UNIDADE 02 ABERTO FECHADO mudou para Aberto
2009-2-16 16:50:47.244	UNIDADE PARADA - G2/UP mudou para Atuado
2009-2-16 16:50:47.244	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO GERADOR FASE A - 87G mudou para Normal
2009-2-16 16:50:47.244	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO GERADOR FASE C - 87G mudou para Normal
2009-2-16 16:50:47.244	PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO GERADOR FASE B - 87G mudou para Normal

também por um engenheiro (ou equipe) e um relatório deve ser confeccionado. A conclusão de “FALTA” do SEUNI pode ser usada para priorizar a análise destas ocorrências. Neste caso, o registro de longa duração também deve ser analisado, pois pode-se perceber pelas Figuras 39, 40 e 41 que a duração do transitório da falta é demasiadamente curta para ser analisada em detalhes. Tais transitórios têm duração de alguns ciclos de frequência fundamental, a mesma ordem de grandeza da taxa de amostragem do registro fasorial. O registro de curta-duração correspondente a esta ocorrência será discutido na seção onde serão apresentados os resultados da análise do MARC.

### 6.1.2 Validação da ferramenta

Conforme mencionado anteriormente, a ferramenta desenvolvida possui um modo de operação “em lotes” (modo *batch*) em que é possível a realização da análise de um grande conjunto de oscilografias. A aplicação desta ferramenta permite a validação do MARF, através da análise de um conjunto de oscilografias correspondentes a um período de 4 meses, de setembro a dezembro do ano de 2007. Este período contém ao todo 86 registros de oscilografias do RDP conectado no sistema de 50Hz da usina piloto. Cada registro contém as grandezas das 4 unidades de geração, resultando em 346 análises do MARF. Com esta expressiva quantidade de análises, é possível validar a metodologia proposta e avaliar seu desempenho.

Os resultados obtidos estão sintetizados na Tabela 32 onde todas as conclusões obtidas são comparadas com as esperadas. Estas por sua vez são obtidas através da análise manual da oscilografia e sequências de eventos, sendo que quando necessário o especialista da empresa é consultado. Nos casos avaliados verifica-se que não foram constatados erros de análise, ou seja, o MARF não apresenta falsas conclusões. Porém, quando as informações são insuficientes ou errôneas ou mesmo devido a situações não previstas no desenvolvimento, o MARF obtém um resultado inconclusivo. Estes são indicados na coluna “Sem resultado”. Estes casos sem resultados conclusivos devem então ser verificados pelo especialista.

**Tabela 32: Resultados da aplicação do MARF a um conjunto de registros de ocorrências reais.**

Conclusão	Acertos	Inconclusivos	Total
Operação normal	170	0	170
Op. normal: incremento de carga	3	0	3
Op. normal: decremento de carga	7	0	7
Gerador desligado	129	0	129
Desenergização reversão de potência	12	6	18
Desenergização normal	1	4	5
Energização	2	4	6
Unidade isolada	3	1	4
Sincronismo	1	1	2
Desligamento forçado/falta	1	1	2
Totais:	329	17	346

A partir dos dados apresentados, as seguintes considerações devem ser

feitas:

- Das 346 análises, 309 correspondem a situações corriqueiras de operação, em que o RDP é disparado externamente ou por ocorrências não relacionadas à unidade sob análise. Este total corresponde a aproximadamente 89% dos registros.
- Do total de 346 análises, o MARF obtém resultado esperado em aproximadamente 95% dos casos.
- Os casos sem resultado indicam que pelo menos um dos sistemas especialistas (SEOSC ou SESOE) não obtém um diagnóstico ou então obtém um diagnóstico incoerente com sua contraparte.
- Nos casos de desenergização e em um dos casos de falta, o resultado inconclusivo se deve a um defeito no sistema supervisorio que o fez deixar de registrar, na sequência de eventos utilizada, as mudanças de estado dos disjuntores. Sendo assim, nestes casos o SESOE obtém o resultado “Testes de proteção”, não sendo coerente com o resultado “Desenergização” ou “Desligamento forçado” do SEOSC.
- O desempenho menos satisfatório foi obtido nos casos de energização. Em quatro casos o SEOSC não obteve resultado devido ao procedimento de energização já estar em andamento após o disparo do RDP. Assim a oscilografia não “capturou” a totalidade da ocorrência e um valor baixo de tensão de sequência positiva no intervalo pré-transitório não é observado. Uma re-adequação do limiar de tensão mínima utilizada na regra de energização pode ser estudada como uma solução. Porém, deve-se levar em conta que os procedimentos de energização podem variar entre diferentes usinas e um estudo utilizando várias unidades de usinas diferentes deve ser feito para a escolha do limiar adequado.
- Nos demais casos sem resultado, um na conclusão “Unidade isolada” e outro para “Sincronismo”, a causa se deve ao fato de que os valores médios de tensão de sequência positiva (pré- e pós-transitório) e de corrente de sequência positiva (para o caso “Sincronismo”) apresentam valores logo acima ou logo abaixo dos limites utilizados nas regras do SEOSC.

É importante salientar que o MARF obteve um bom desempenho, tendo atendido plenamente aos objetivos propostos: pré-classificar as ocorrências mais comuns (89%) e dar destaque apenas aos casos que necessitam de análise manual, como os casos de falta e inconclusivos.

## 6.2 MARC: ANÁLISE DO REGISTRO DE CURTA DURAÇÃO

Nesta seção serão apresentados os resultados da aplicação do módulo de análise do registro de curta duração em registros gerados pelo modelo de simulação bem como por ocorrências reais. Devido ao número reduzido de casos reais de curto-circuito, o desenvolvimento e a maior parte dos testes foram realizados com o sistema simulado. Inicialmente os resultados de simulação serão discutidos e por fim serão apresentados estudos de caso com registros reais.

### 6.2.1 Simulação de falta

Os resultados da simulação no programa Matlab/Simulink<sup>®</sup> são um conjunto de pontos contendo as amostras dos sinais de tensão e corrente. Estes vetores são convertidos para o formato de arquivo de oscilografia interpretado pelo programa de análise automática desenvolvido em linguagem *python*. Desta forma é gravado um registro de curta duração a partir da simulação. Os dados das faltas simuladas e os resultados da aplicação do MARC nestes registros serão apresentados a seguir de acordo com cada tipo de falta.

#### 6.2.1.1 Falta fase-terra no terminal

O primeiro tipo de falta simulada são as faltas fase-terra aplicadas nos terminais do gerador, considerando inicialmente sua aplicação na fase A, com resistência de falta de  $0,01\Omega$ . A falta tem início no instante  $1s$  e duração de  $0,1s$ <sup>1</sup>. De modo a simular uma ocorrência real, além da falta aplicada, o disjuntor da unidade é aberto no instante  $1,1s$  (simulando a atuação de uma função de proteção que eliminaria a falta). Ao mesmo tempo, a tensão de campo aplicada no modelo do gerador síncrono é removida assim como o torque mecânico aplicado no eixo do gerador. Com isso, a simulação representa uma aproximação de parada total do gerador devido à falta.

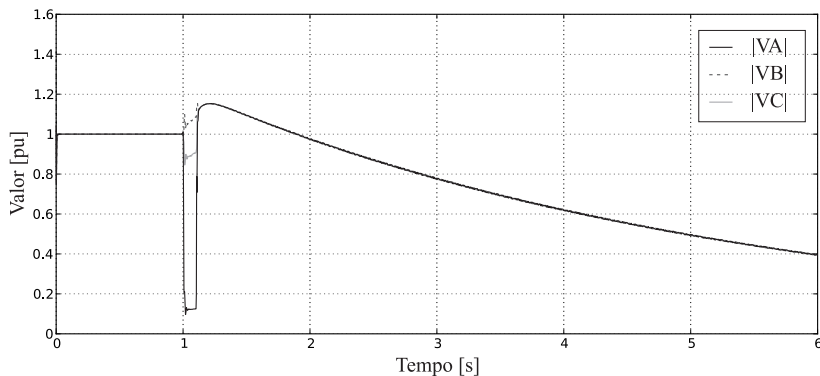
A estimação dos módulos da componente de frequência fundamental das tensões e correntes obtidas a partir da aplicação do filtro de Kalman linear nas grandezas são mostrados nas Figuras 42(a) e 42(b) respectivamente.

---

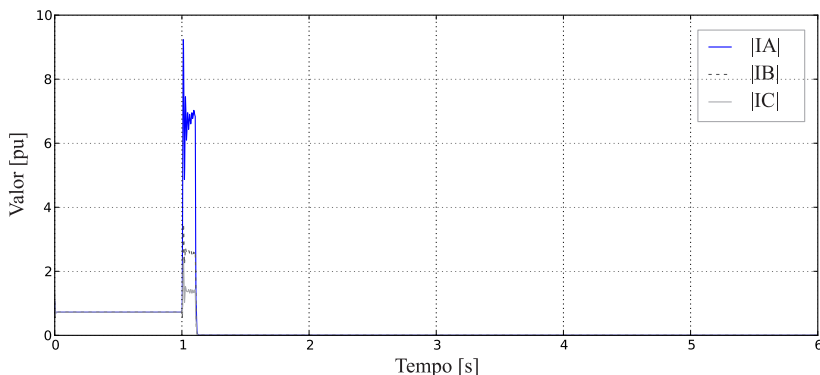
<sup>1</sup>Este período corresponde a 576 amostras do registro cuja taxa de amostragem é 5760 Hz.



Nota-se nos dados de tensão a característica exponencial decrescente durante a desenergização do gerador bem como a elevada queda de tensão na fase em que ocorreu o curto-circuito.



(a) Tensões de fase

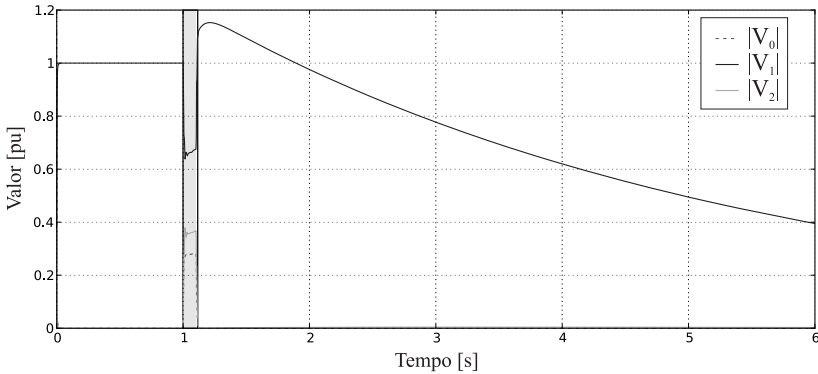


(b) Correntes de fase

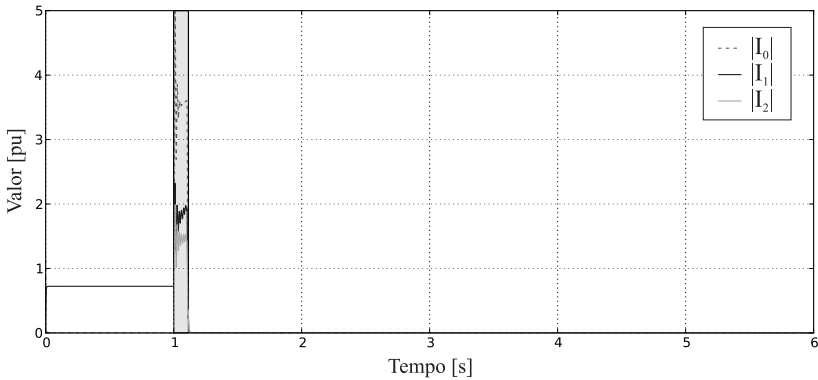
**Figura 42: Módulos estimados das grandezas de fase para falta fase-terra.**

Utilizando a estimativa de fase do fasor de frequência fundamental, calculam-se as componentes simétricas das tensões e correntes, conforme as Figuras 43(a) e 43(b). Nestes gráficos estão incluídas as linhas verticais mostrando o resultado da segmentação. Cabe ressaltar que todos os segmentos identificados pela metodologia apresentada na seção 4.3.3 são considerados e não apenas os segmentos inicial e final como no MARF. Logo, a segmentação

neste caso resulta em 3 segmentos.



(a) Tensões de sequência



(b) Correntes de sequência

**Figura 43: Componentes de sequência estimadas para falta fase-terra.**

O resultado completo da extração de características é apresentado na Tabela 33, de acordo com a estrutura dos fatos analisados pelo SEARC (conforme a Tabela 15). Nesta tabela os dados calculados estão dispostos conforme o segmento em que foram obtidos. O segmento 0 corresponde ao segmento inicial enquanto que os segmentos 1 e 2 são os próximos no sentido do aumento do eixo de tempo da oscilografia. Ou seja, os segmentos 0, 1 e 2 correspondem aos segmentos da Figura 43 contados no sentido da esquerda para a direita.

**Tabela 33: Resultado da extração de características para simulação de falta fase-terra no terminal do gerador.**

Grandeza	Valor médio nos segmentos:		
	0	1	2
V0m	0,002	0,267	0,000
V1m	0,998	0,680	0,718
V2m	0,001	0,341	0,003
I0m	0,002	3,410	0,000
I1m	0,721	1,786	0,002
I2m	0,000	1,397	0,000
InATm	0,002	0,038	0,000
CexpVm	0,000	-1,160	-0,269
ModV12m	0,999	1,028	0,718
VAm	0,999	0,166	0,718
VBm	0,999	0,897	0,718
VCm	0,999	1,06	0,718

De modo a facilitar a compreensão da execução do SEARC as regras disparadas serão identificadas da seguinte forma: R0 para as regras de detecção de falta (Tabela 16); R1 para as regras de classificação de ocorrências normais (Tabela 17); R2 para as regras de classificação de ocorrências de falta (Tabela 18); R3 para as regras de identificação das fases envolvidas 19 e R4 para as regras de correlação de segmentos (Tabela 20).

Com esta definição, pode-se apresentar o resultado da execução do SEARC:

- ⇒ Segmento 2: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 2: R1: Desenergização
- ⇒ Segmento 1: R0: Falta desequilibrada
- ⇒ Segmento 1: R2: Falta **fase-terra** no terminal
- ⇒ Segmento 1: R3: Fase A envolvida
- ⇒ Segmento 0: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 0: R1: Operação normal com carga
- ⇒ Segmento 0: R4: Falta sob carga entre os intervalos 0 e 1

A listagem acima representa as mensagens de saída das regras ao longo do processo de inferência. A ordem reversa de apresentação dos segmentos se dá, pois o fato representando o último segmento (2 neste caso) é adicionado na base de conhecimento posteriormente aos demais. Sendo assim, as regras das quais este fato é premissa são as últimas a serem adicionadas na agenda de execução do sistema especialista e com isso as primeiras a serem avaliadas pelo mecanismos de inferência.

Verifica-se que a partir dos fatos apresentados na Tabela 33 o SEARC

corretamente detectou e classificou a falta no segundo segmento (segmento 1). Além disso, a correlação entre os segmentos 0 e 1 (quarta regra da Tabela 20) resulta no que pode ser considerado como conclusão “final” da análise do registro de curta duração. No entanto, cabe ressaltar que como o SEARC analisa qualquer número de segmentos, o resultado final da análise de curta duração pode não ser apenas um, mas sim uma sequência de acordo com o número de segmentos e com a evolução da ocorrência.

#### 6.2.1.2 Falta bifásica-terra no terminal

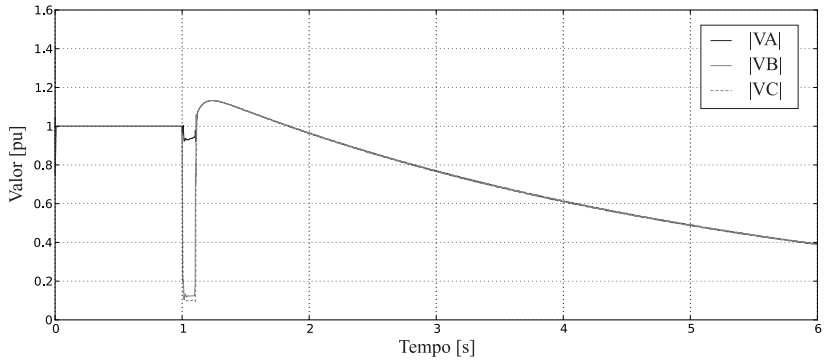
Na simulação de falta bifásica-terra, foram mantidos os mesmos instantes de aplicação do curto-circuito e a mesma resistência de falta do caso anterior sendo que as fases envolvidas são a B e a C. Os módulos das componentes de frequência fundamental das tensões e correntes são apresentados nas Figuras 44(a) e 44(b) respectivamente. Nota-se durante o curto-circuito o baixo valor das tensões nas fases envolvidas.

Utilizando a sequência de fasores estimados pelo filtro de Kalman, chega-se aos gráficos das Figuras 45(a) e 45(b) contendo as decomposições em componentes simétricas. Nestas figuras também é mostrado o resultado da segmentação usando o método proposto onde os segmentos identificados pelas linhas verticais.

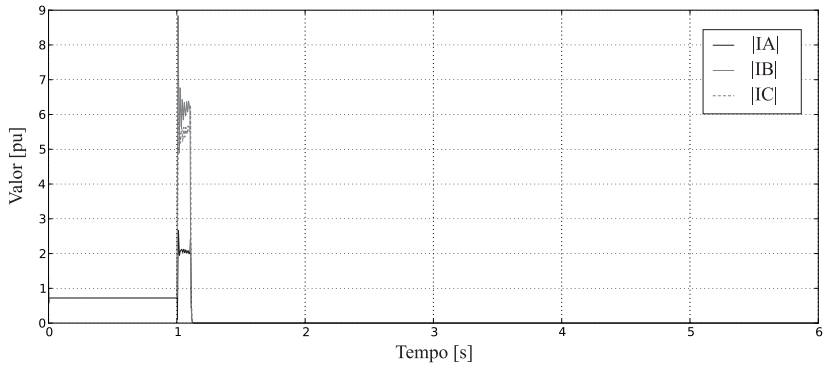
O resultado da extração de características é exposto na Tabela 34.

**Tabela 34: Resultado da extração de características para simulação de falta fase-fase-terra no terminal do gerador.**

Grandeza	Valor médio nos segmentos:		
	0	1	2
V0m	0,002	0,280	0,000
V1m	0,998	0,366	0,711
V2m	0,001	0,307	0,003
I0m	0,002	3,574	0,000
I1m	0,721	2,891	0,002
I2m	0,000	0,008	0,000
InATm	0,002	0,187	0,000
CexpVm	0,000	-5,427	-0,273
ModV12m	0,999	0,124	0,710
VAm	0,999	0,941	0,710
VBm	0,999	0,144	0,710
VCm	0,999	0,136	0,710



(a) Tensões de fase



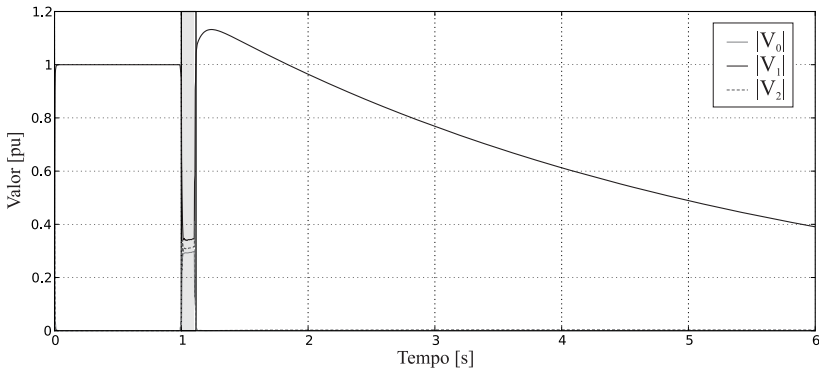
(b) Correntes de fase

**Figura 44: Módulos estimados das grandezas de fase para falta bifásica-terra.**

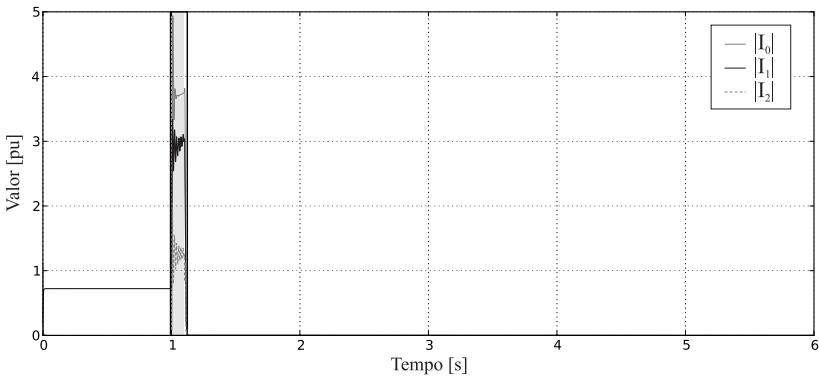
Utilizando a definição anterior dos grupos de regras, tem-se a seguinte sequência de execução das regras do SEARC:

- ⇒ Segmento 2: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 2: R1: Desenergização
- ⇒ Segmento 1: R0: Falta desequilibrada
- ⇒ Segmento 1: R2: Falta a **fase-fase-terra** no terminal
- ⇒ Segmento 1: R3: Fases B e C envolvidas
- ⇒ Segmento 0: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 0: R1: Operação normal com carga
- ⇒ Segmento 0: R4: Falta sob carga entre os intervalos 0 e 1

Nesta ocorrência, o módulo da diferença entre os fasores de tensão de sequência positiva e negativa durante o segmento transitório (segmento



(a) Tensões de sequência



(b) Correntes de sequência

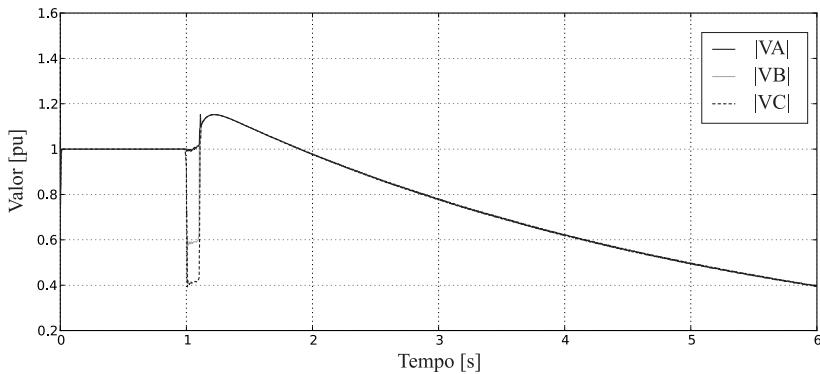
**Figura 45: Componentes de sequência estimadas para falta bifásica-terra.**

1) foi utilizado pela regra do conjunto R2 para classificar a falta como fase-fase-terra. Da mesma forma que no caso anterior, a regra do conjunto R4 diagnosticou a falta apropriadamente como “Falta sob carga”, indicando que o curto-circuito ocorre enquanto o gerador está sob carga.

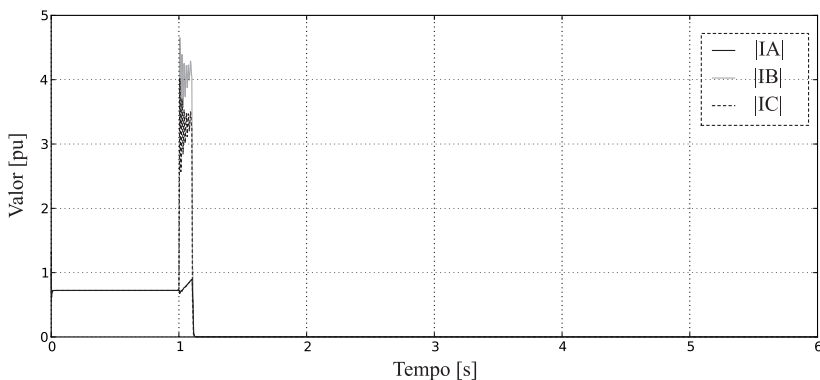
### 6.2.1.3 Falta bifásica no terminal

Para a falta entre fases sem envolvimento da terra, foram escolhidas inicialmente as fases B e C. Os registros de módulo das grandezas de fase e das componentes simétricas são apresentados nas Figuras 46 e 47, respecti-

vamente. Observa-se também na Figura 47 os intervalos da segmentação. Os valores numéricos da extração de características podem ser vistos na Tabela 35.



(a) Tensões de fase

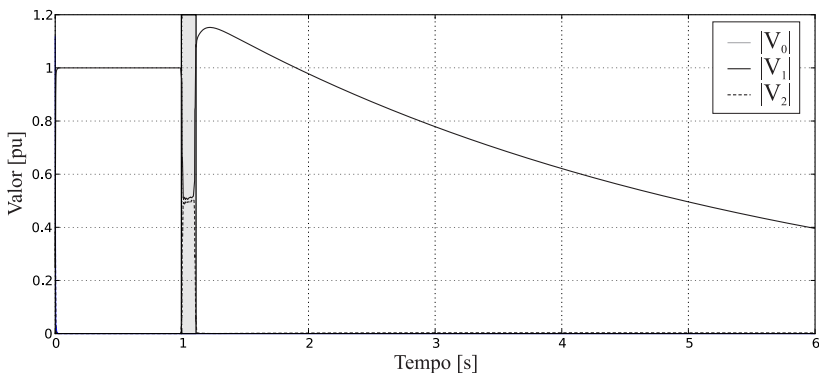


(b) Correntes de fase

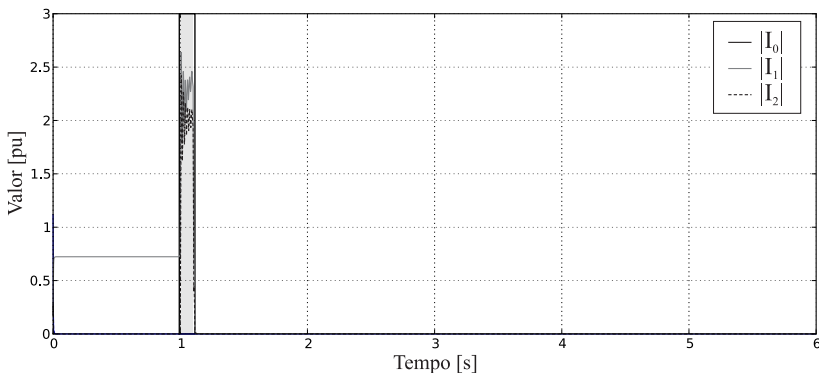
**Figura 46: Módulos estimados das grandezas de fase para falta bifásica.**

O resultado da execução do SEARC é dado pela listagem a seguir:

- ⇒ Segmento 2: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 2: R1: Desenergização
- ⇒ Segmento 1: R0: Falta desequilibrada
- ⇒ Segmento 1: R2: Falta a **fase-fase** no terminal
- ⇒ Segmento 1: R3: Fases B e C envolvidas
- ⇒ Segmento 0: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 0: R1: Operação normal com carga



(a) Tensões de sequência



(b) Correntes de sequência

**Figura 47: Componentes de sequência estimadas para falta bifásica.**

⇒ Segmento 0: R4: Falta sob carga entre os intervalos 0 e 1

Novamente o SEARC fornece o correto, utilizando o valor do módulo da diferença entre os fasores de tensão de sequência positiva e negativa durante transitório para identificar uma ocorrência envolvendo duas fases.

#### 6.2.1.4 Falta fase-terra no lado de alta tensão

Uma das funções do SEARC é identificar se determinada falta ocorre nos terminais do gerador ou na parte externa à unidade, por exemplo no lado de alta tensão do transformador elevador. Conforme já comentado na

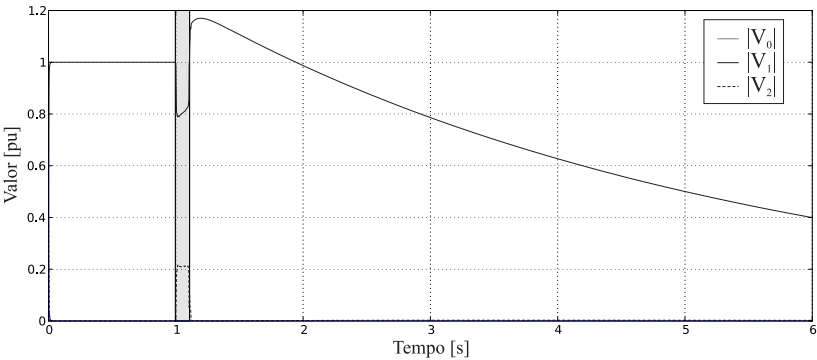


**Tabela 35: Resultado da extração de características para simulação de falta fase-fase no terminal do gerador.**

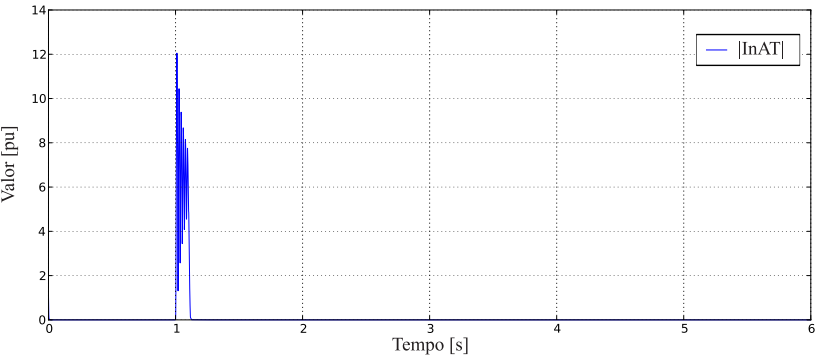
Grandeza	Valor médio nos segmentos:		
	0	1	2
V0m	0,002	0,000	0,000
V1m	0,998	0,525	0,722
V2m	0,001	0,481	0,003
I0m	0,002	0,000	0,000
I1m	0,721	2,247	0,005
I2m	0,000	1,965	0,002
InATm	0,002	0,000	0,001
CexpVm	0,000	-7,818	-0,252
ModV12m	0,999	0,125	0,721
VAm	0,999	1,001	0,722
VBm	0,999	0,586	0,721
VCm	0,999	0,432	0,722

descrição deste sistema especialista, essa diferenciação é feita com o uso de uma grandeza adicional, a corrente de neutro do transformador elevador, que normalmente é monitorada pelos RDPs nas usinas. Essa medição foi adicionada no modelo de simulação utilizado.

Para uma falta fase-terra, com resistência de falta de  $0,1\Omega$ , aplicada na fase A do transformador elevador as componentes de sequência da tensão e o resultado da segmentação são apresentados na Figura 48 enquanto que o módulo da corrente de neutro está na Figura 49.



**Figura 48: Módulo das componentes de sequência das tensões para a falta fase-terra no lado de alta tensão.**



**Figura 49: Módulo da componente de frequência fundamental da corrente de neutro do transformador elevador.**

A partir das figuras, nota-se que não há a existência de componentes de sequência zero na tensão, e a diferença entre os módulos das componentes positiva e negativa é consideravelmente maior do que nos casos de faltas entre fases aplicadas no terminal. Esta característica, além da corrente de neutro, é utilizada para diferenciar uma falta no lado de alta tensão de uma no terminal. A Tabela 36 apresenta os valores numéricos destas características.

**Tabela 36: Resultados da extração de características para uma falta fase-terra no lado de alta tensão.**

Grandeza	Valor médio nos segmentos:		
	0	1	2
V0m	0,002	0,000	0,000
V1m	0,998	0,810	0,729
V2m	0,001	0,203	0,002
I0m	0,002	0,000	0,000
I1m	0,721	1,300	0,004
I2m	0,000	0,949	0,001
InATm	0,002	6,631	0,009
CexpVm	0,000	-2,217	-0,246
ModV12m	0,999	0,945	0,729
VAm	0,999	0,710	0,729
VBm	0,999	0,753	0,729
VCm	0,999	1,013	0,729

Verifica-se nesta tabela o valor médio da corrente de neutro (6,631 pu) e do módulo da diferença fasorial entre as sequências positiva e negativa da

tensão (0,945 pu). Estas são as principais características que possibilitam a identificação de faltas no terminal de alta tensão do transformador elevador. Outro aspecto que pode ser observado são os valores das tensões durante o transitório: uma falta monofásica na fase A no lado Y do transformador (como neste caso) ocasiona queda de tensão em duas fases no lado de baixa tensão (fases A e B). A julgar apenas pelo módulo das tensões e correntes, esta ocorrência poderia ter sido classificada como uma falta bifásica. No entanto, conforme a listagem da execução das regras, o SEARC conclui corretamente:

- ⇒Segmento 2: R0: Operação normal
- ⇒Segmento 2: R1: Desenergização
- ⇒Segmento 1: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 1: R2: **Falta a terra no lado de alta tensão**
- ⇒Segmento 1: R3: Fases A e B envolvidas
- ⇒Segmento 0: R0: Operação normal
- ⇒Segmento 0: R1: Operação normal com carga
- ⇒Segmento 0: R4: **Falta sob carga entre os intervalos 0 e 1**

#### 6.2.1.5 Falta bifásica no lado de alta tensão

Do ponto de vista das componentes simétricas da tensão calculadas a partir do terminal do gerador, uma falta bifásica nos terminais de alta tensão apresenta um comportamento semelhante a uma falta monofásica. A Figura 50 mostra os gráficos destas componentes para uma falta aplicada nas fases B e C. Pode-se notar a semelhança desta figura com a do caso anterior (Figura 48).

Sendo assim, a característica que permite a diferenciação entre este tipo de falta das faltas a terra no transformador elevador é o módulo da corrente de neutro. Conforme a Tabela 37, neste caso não há corrente de neutro e os valores dos módulos das tensões nas fases B e C permitem a identificação das fases envolvidas.

A execução do SEARC é resumizada na listagem a seguir:

- ⇒Segmento 2: R0: Operação normal
- ⇒Segmento 2: R1: Desenergização
- ⇒Segmento 1: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 1: R2: **Falta fase-fase no lado de alta tensão**
- ⇒Segmento 1: R3: Fases B e C envolvidas
- ⇒Segmento 0: R0: Operação normal
- ⇒Segmento 0: R1: Operação normal com carga
- ⇒Segmento 0: R4: **Falta sob carga entre os intervalos 0 e 1**

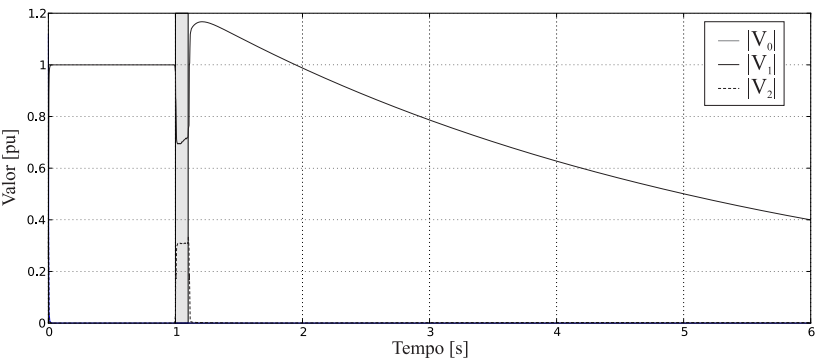


Figura 50: Módulo das componentes de sequência das tensões para uma falta bifásica no lado de alta tensão.

Tabela 37: Resultados da extração de características para uma falta bifásica no lado de alta tensão.

Grandeza	Valor médio nos segmentos:		
	0	1	2
V0m	0,002	0,000	0,000
V1m	0,998	0,714	0,729
V2m	0,001	0,298	0,003
I0m	0,002	0,000	0,000
I1m	0,721	1,497	0,006
I2m	0,000	1,204	0,002
InATm	0,002	0,000	0,003
CexpVm	0,000	-3,758	-0,218
ModV12m	0,999	0,574	0,729
VAm	0,999	0,934	0,729
VBm	0,999	0,863	0,729
VCm	0,999	0,425	0,728

Logo, para a falta fase-fase o SEARC classifica a falta corretamente.

6.2.1.6 Demais casos simulados

Além dos casos apresentados nos itens anteriores, outras faltas foram simuladas e testadas no MARC. O objetivo destas simulações é avaliar o desempenho do sistema proposto mediante a variação de alguns parâmetros de falta. Estes parâmetros foram a resistência da falta, o ângulo de incidência e

as fases envolvidas.

De modo a não estender demasiadamente a apresentação dos resultados com figuras e tabelas de certo modo repetitivas, o desempenho frente às variações de parâmetros será exposto de forma descritiva.

- Variação da resistência de falta: Para as faltas no terminal do gerador, além da resistência de  $0,01\Omega$  utilizada nas simulações já discutidas, foram simuladas faltas com resistências de  $0,1\Omega$ ,  $0,5\Omega$ ,  $1\Omega$  e  $5\Omega$ . No caso de  $0,1\Omega$ , o SEARC classifica corretamente as ocorrências através da execução das mesmas regras que nos casos já apresentados. Nos casos de falta com resistência igual ou acima de  $0,5\Omega$  as correntes não são excessivamente elevadas (em torno de 1,5 pu no pior caso) para ocasionar suficiente queda de tensão para a correta classificação. No entanto, é possível a detecção da falta (devido ao desbalanço de corrente) e a consequente classificação de um desligamento forçado. Conforme será visto nos estudos de caso, os registros de faltas reais apresentaram correntes de falta de maior magnitude do que estes casos simulados, possibilitando a classificação.
- Variação das fases envolvidas: Nas faltas em que o SEARC obtém classificação das faltas, não há influência no resultado em função da escolha das fases envolvidas. Para cada resistência de falta de  $0,01\Omega$  e  $0,1\Omega$  foram simulados todos os dez tipos de faltas: fase A-terra, fase B-terra, fase C-terra, fases AB-terra, fases BC-terra, fases AC-terra, fases AB, fases BC, fases AC e trifásica.
- Instante de incidência. Para as faltas com resistência de  $0,01\Omega$  foi variado o instante de ocorrência da falta em 5 milissegundos para mais e para menos, correspondente a um período de aproximadamente  $1/3$  de um ciclo de frequência fundamental de 60Hz. Não houve influência na classificação para estes casos, já que o sistema proposto utiliza grandezas em módulo nas características.

### 6.2.2 Estudos de caso usando dados de ocorrências reais

Os dados de simulação foram utilizados principalmente no desenvolvimento das regras considerando-se faltas de baixa impedância (com resistência de falta menor do que  $0,1\Omega$ ). Para validar plenamente o sistema seriam necessários casos reais de diversos tipos de falta, porém somente um pequeno número de ocorrências reais de curto-circuito estão disponíveis na base de dados de oscilografias. As análises destas serão apresentadas na forma de

estudos de caso visando avaliar o desempenho do esquema proposto a estas situações reais.

#### 6.2.2.1 Caso 1: Falta à terra no lado de alta tensão do transformador elevador

Esta ocorrência real registrada na usina piloto provém de uma falha no pára-raios da fase B instalado no lado de alta tensão do transformador elevador da unidade de geração 2. A falha provocou a explosão deste equipamento, ocasionando um contato direto do condutor com sua armação metálica de sustentação (aterrada solidamente). O resultado foi a incidência de um curto-circuito sólido à terra na fase B na saída do transformador elevador. Este caso corresponde ao registro de curta duração da ocorrência cujo registro fasorial foi analisado no estudo de caso do item 6.1.1.3.

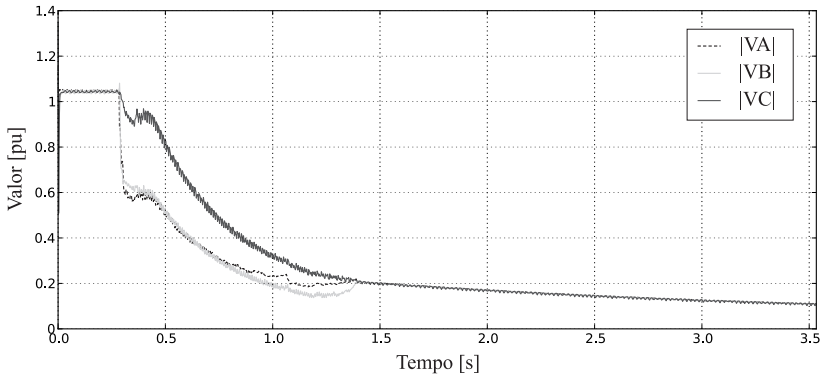
Verifica-se a elevada sobrecorrente e acentuada queda de tensão durante a ocorrência do distúrbio, conforme as Figuras 51(a) e 51(b) que mostram as amplitudes estimadas das tensões e correntes, respectivamente.

O curto-circuito ocorreu no instante 0,28s, aproximadamente. Em torno do instante 0,36s verifica-se a abertura do disjuntor devido à atuação da proteção diferencial (ver a SOE da Tabela 31). No restante da ocorrência o gerador continua fornecendo corrente ao curto-circuito (o qual ocorreu entre o transformador e o disjuntor) até que o processo de parada da unidade provoque a redução da tensão a níveis baixos o suficiente para extinguir a corrente de curto-circuito em aproximadamente 1,38s após o início da oscilografia. A tensão continuou a diminuir de forma exponencial devido ao processo de desmagnetização do gerador (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

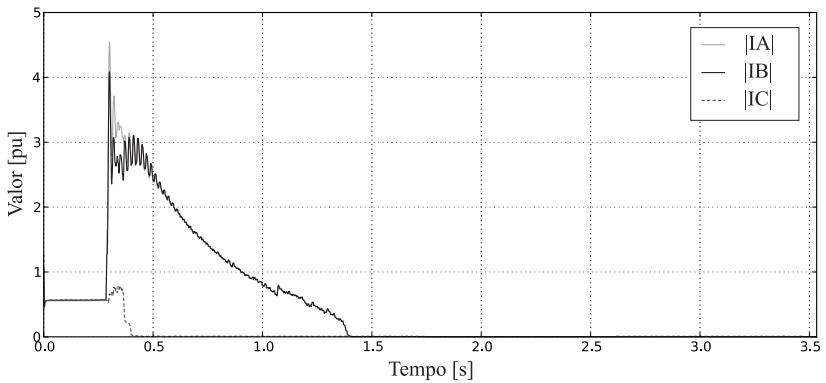
As componentes simétricas das tensões e correntes são apresentadas na Figura 52, juntamente com os intervalos obtidos pelo processo de segmentação. Nota-se que o segmento identificado é maior do que a verdadeira duração do curto-circuito. Isto ocorre pois mesmo após a abertura do disjuntor principal e de campo, a falta permanece ativa devido à magnetização residual do gerador. Como os dados de corrente são utilizados para a segmentação, o segmento identificado corresponde a praticamente toda a duração do curto-circuito, mesmo após a abertura do disjuntor.

A partir da segmentação, a Tabela 38 com as características calculadas pode ser obtida.

A listagem a seguir apresenta o resultado da execução do SEARC. A partir do valor da corrente de neutro no lado de alta tensão durante o tran-



(a) Tensões de fase



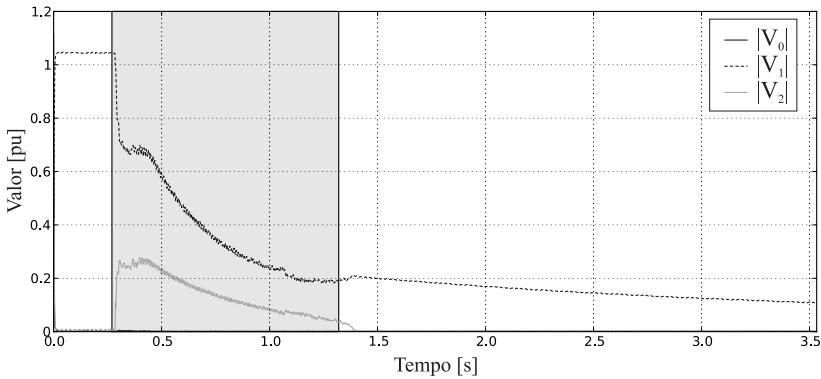
(b) Correntes de fase

**Figura 51: Módulos estimados das grandezas de fase para o caso 1.**

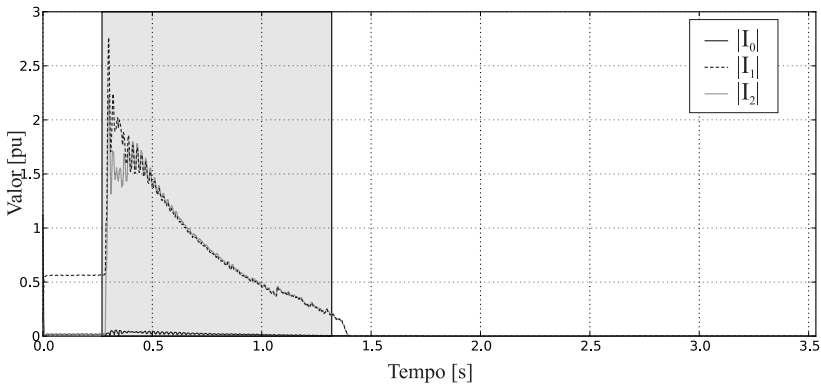
sitório (segmento 1), o SE pode concluir se tratar de uma falta a terra externa ao gerador.

- ⇒ Segmento 2: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 2: R1: Desenergização
- ⇒ Segmento 1: R0: Falta desequilibrada
- ⇒ Segmento 1: R2: **Falta a terra no lado de alta tensão**
- ⇒ Segmento 0: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 0: R1: Operação normal com carga
- ⇒ Segmento 0: R4: **Falta sob carga entre os intervalos 0 e 1**

O SEARC corretamente classificou a ocorrência, identificando a situação de cada segmento. Durante o segmento 0 (inicial) o sistema opera



(a) Tensões de fase



(b) Correntes de fase

**Figura 52: Módulos estimados das grandezas de fase para o caso 1.**

normalmente com carga de aproximadamente 0,6 pu. Em seguida há o defeito (segmento 1) e até o mesmo se extinguir as características indicavam uma falta à terra no lado de alta tensão do transformador da unidade. Após a extinção da falta (segmento 2) a tensão no gerador continua a diminuir devido ao magnetismo residual, caracterizando o processo de desenergização.

Deve-se ressaltar também que não houve identificação das fases envolvidas, uma vez que todas apresentaram valores abaixo de 0,9pu durante o transitório. De qualquer maneira, mesmo que as duas fases envolvidas (“vistas” dos terminais do gerador) fossem corretamente identificadas a classificação não seria significativa visto que a falta foi monofásica.



**Tabela 38: Resultados da extração de características para o estudo de caso 1.**

Grandeza	Valor médio nos segmentos:		
	0	1	2
V0m	0,011	0,001	0,001
V1m	1,038	0,392	0,151
V2m	0,011	0,137	0,003
I0m	0,025	0,020	0,002
I1m	0,559	0,870	0,006
I2m	0,013	0,837	0,006
InATm	0,020	0,629	0,001
CexpVm	0,041	-1,709	-0,249
ModV12m	1,035	0,469	0,150
VAm	1,048	0,355	0,152
VBm	1,042	0,339	0,151
VCm	1,037	0,527	0,152

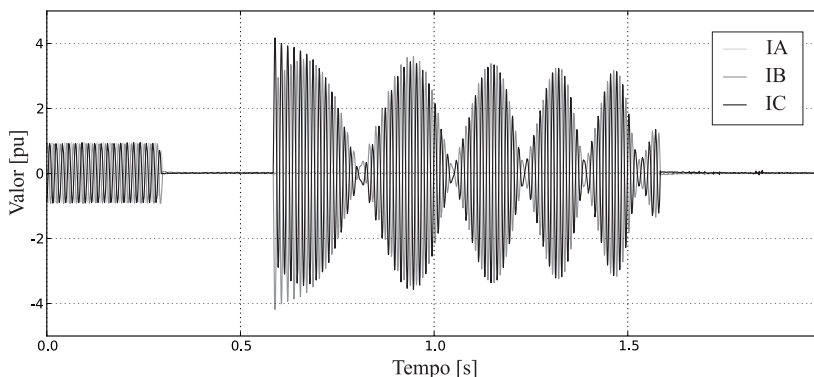
#### 6.2.2.2 Caso 2: Falta à terra no lado de alta tensão do transformador elevador

Este segundo estudo de caso consiste no mesmo tipo de curto-circuito do caso anterior, porém de origem distinta. A causa do defeito foi a explosão da fase B do disjuntor principal da unidade de geração. Cabe ressaltar que a unidade de geração em questão não pertence à usina piloto mas a uma unidade hidroelétrica com potência nominal de 200MVA e tensão de geração de 13,8kV.

Após a abertura do disjuntor houve o defeito ocasionando o contato direto do condutor com à terra. Como o disjuntor foi a causa da falta, esta não pode ser eliminada pelo sistema de proteção do gerador. A falta foi eliminada pela proteção de barramento da subestação da usina, isolando a barra na qual o disjuntor estava conectado. Sendo assim, este curto-circuito teve maior duração do que o caso anterior. Isto pode ser visto na Figura 53 onde o curto circuito tem início em 0,58s e término em aproximadamente 1,58s.

Os gráficos das componentes de sequência juntamente com os segmentos podem ser apreciados na Figura 54.

Nota-se que inicialmente o gerador estava operando sob carga e houve a primeira abertura do disjuntor ocasionando um desequilíbrio momentâneo. Este desequilíbrio pode ser constatado pelo valor médio do módulo da corrente de neutro do transformador no segundo segmento. Estas grandezas calculadas em cada um dos 15 segmentos são apresentadas na Tabela 39 que foi

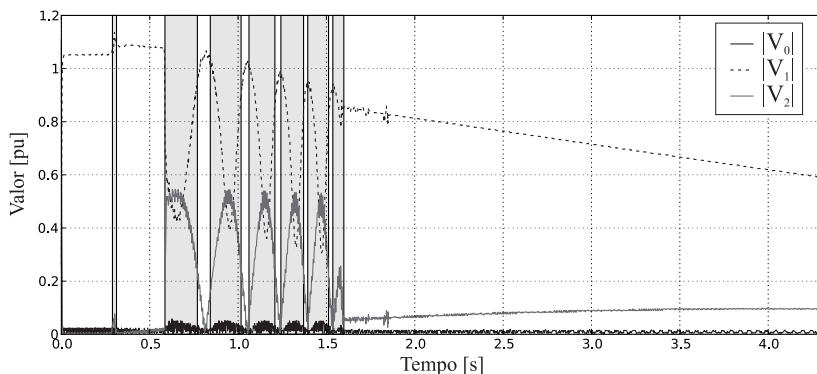


**Figura 53: Registro das formas de onda da corrente para o caso 2.**

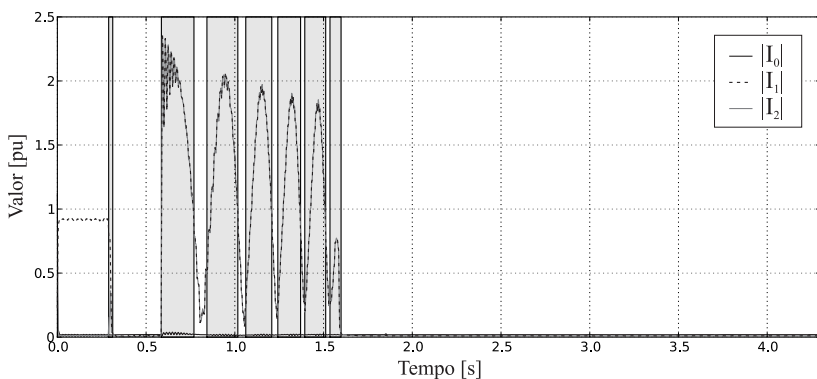
dividida para possibilitar a visualização.

A aplicação do SEARC com estes 15 fatos resulta na seguinte sequência de análise:

- ⇒Segmento 14: R0: Operação normal
- ⇒Segmento 14: R1: Desenergização
- ⇒Segmento 13: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 13: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 12: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 12: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 11: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 11: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 10: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 10: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 9: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 9: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 8: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 8: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 7: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 7: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 6: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 6: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 5: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 5: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 4: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 4: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒Segmento 3: R0: Falta desequilibrada
- ⇒Segmento 3: R2: Falta a terra no lado de alta tensão



(a) Tensões de fase



(b) Correntes de fase

**Figura 54: Módulos estimados das grandezas de fase para o caso 1.**

- ⇒ Segmento 2: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 2: R1: Operação normal sem carga
- ⇒ Segmento 2: R4: **Falta à vazia entre os intervalos 2 e 3**
- ⇒ Segmento 1: R0: Falta desequilibrada
- ⇒ Segmento 1: R2: Falta a terra no lado de alta tensão
- ⇒ Segmento 0: R0: Operação normal
- ⇒ Segmento 0: R1: Operação normal com carga
- ⇒ Segmento 0: R4: **Falta sob carga entre os intervalos 0 e 1**

Pode-se perceber na listagem de execução do SEARC as duas principais situações presentes na oscilografia: o desligamento forçado entre os segmentos 0 e 1 e a ocorrência da falta entre os intervalos 2 e 3 corretamente

**Tabela 39: Resultados da extração de características para o estudo de caso 2.**

	Valor médio nos segmentos [pu]:							
Grandeza	0	1	2	3	4	5	6	7
V0m	0,023	0,016	0,013	0,028	0,015	0,027	0,016	0,026
V1m	1,046	1,090	1,082	0,598	1,028	0,696	0,984	0,690
V2m	0,009	0,040	0,012	0,460	0,105	0,406	0,114	0,373
I0m	0,025	0,017	0,019	0,026	0,019	0,016	0,014	0,017
I1m	0,912	0,430	0,010	1,820	0,400	1,542	0,416	1,382
I2m	0,014	0,148	0,008	1,818	0,398	1,538	0,419	1,383
InATm	0,123	1,675	0,045	9,809	2,072	8,768	2,435	7,980
CexpVm	0,023	0,691	-0,062	-2,917	3,230	-4,616	10,44	-7,941
ModV12m	1,046	1,061	1,075	0,417	1,023	0,588	0,994	0,621
VAm	1,042	1,125	1,084	0,976	1,041	0,982	0,989	0,936
VBm	1,059	1,079	01,085	0,467	0,991	0,726	0,907	0,737
VCm	1,046	1,080	1,077	0,695	1,063	0,623	1,072	0,623

	Valor médio nos segmentos [pu]:							
Grandeza	8	9	10	11	12	13	14	
V0m	0,018	0,025	0,019	0,024	0,018	0,014	0,009	
V1m	0,938	0,666	0,905	0,650	0,889	0,868	0,720	
V2m	0,121	0,357	0,129	0,340	0,12	0,142	0,083	
I0m	0,017	0,018	0,017	0,018	0,018	0,018	0,019	
I1m	0,449	1,302	0,475	1,231	0,437	0,470	0,010	
I2m	0,452	1,304	0,477	1,233	0,440	0,471	0,010	
InATm	2,616	7,532	2,773	7,131	2,551	2,714	0,011	
CexpVm	17,993	-8,991	15,021	-5,618	6,314	12,2	-0,216	
ModV12m	0,967	0,629	0,947	0,639	0,947	0,886	0,720	
VAm	0,926	0,910	0,879	0,848	0,845	0,869	0,723	
VBm	0,860	0,724	0,831	0,719	0,843	0,983	0,725	
VCm	1,045	0,611	1,022	0,606	0,995	0,775	0,721	

classificados. A partir do segmento 3, a análise obtida é a mesma com exceção do segmento 14 em que verifica-se a classificação correta da desenergização da unidade após a extinção da falta. No que diz respeito a identificação das fases envolvidas, a sua identificação, considerando as fases “vistas” a partir dos terminais do gerador (fases A e B), não foi possível devido às oscilações ocorridas durante o curto-circuito. Apesar destas oscilações, o SEARC classifica corretamente o tipo da falta em cada segmento.

### 6.3 CONSIDERAÇÕES

Os resultados e estudos de caso expostos neste capítulo comprovaram a viabilidade da metodologia proposta como ferramenta de auxílio ao profissional responsável pela análise de ocorrências em unidades de geração.

Na análise do registro de longa duração, um percentual de aproximadamente 95% pode ser arquivado sem necessidade de interferência humana. Os demais casos devem ser analisados de forma mais detalhada através da análise do registro de curta duração ou manualmente. Dada a elevada quantidade (centenas) de registros gerados em apenas alguns meses, conforme a Tabela 32, e considerando que a análise foi realizada para apenas uma usina com 4 unidades, comprova-se um ganho expressivo no planejamento e na qualidade do serviço que seria executado manualmente. Com o uso do sistema proposto o tempo necessário para o especialista verificar a ocorrência, mesmo que o MARF não obtenha um resultado conclusivo, é reduzido pois não há necessidade da realização de uma nova coleta de informações nos sistemas distintos de gerenciamento de oscilografias e SOE.

A metodologia proposta de análise de registros fasoriais realiza o cálculo de algumas grandezas que não foram utilizadas neste trabalho, como os valores dos módulos de sequência negativa e zero. Estas grandezas podem ser utilizadas para expansão futura das bases de regras.

No que diz respeito à análise dos registros de curta duração, a metodologia é eficaz no sentido de classificar aqueles distúrbios considerados mais graves (curtos-circuitos). A classificação das faltas consideradas de baixa impedância foi correta nos testes realizados. Nos casos com maior resistência de falta, obteve-se ao menos a correta detecção e identificação do tipo do distúrbio, o que pode ser considerado um auxílio significativo para o analista.

O SEARC, quando aplicado a casos de faltas nos terminais de alta tensão dos transformadores elevadores das unidades de geração é capaz de classificar corretamente faltas do tipo fase-fase. Já faltas fase-terra e fase-fase-terra nesta localização não são diferenciadas entre si e são classificadas em uma mesma categoria. Deve-se salientar que está sendo considerado na análise um transformador elevador com ligação  $\Delta$ -Y aterrado, comumente utilizada nesta aplicação. Para outros esquemas de ligação, as regras do SEARC devem ser reavaliadas. Outro aspecto é o monitoramento das correntes de saída deste transformador, pois se estiverem sempre presentes nos registros de oscilografia, podem ser utilizadas para expandir as possibilidades da análise automática.

Não foram obtidos registros reais de faltas ocorridas nos terminais ou nos enrolamentos dos geradores para que a metodologia pudesse ser avaliada nestes casos, os quais foram simulados para permitir a validação da proposta.



## 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 7.1 CONCLUSÕES

Esta tese apresentou uma metodologia para diagnóstico de registros digitais de perturbação em unidades geradoras. Apesar de contemplar a solução de um problema específico na área de diagnóstico de equipamentos do sistema elétricos, envolve conhecimentos multidisciplinares tais como proteção de sistemas elétricos de potência, modelagem e simulação, processamento digital de sinais, sistemas especialistas e programação computacional.

Durante o desenvolvimento do trabalho, uma versão simplificada do MARF foi aplicada em uma empresa de geração de energia através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento. O foco deste projeto foi a separação dos registros considerados importantes dos demais. Para esta tese, buscou-se o desenvolvimento de uma metodologia que possibilitasse não apenas um ordenamento dos registros, mas sim um diagnóstico mais abrangente acerca da ocorrência.

A metodologia proposta é aplicada em dois níveis. O primeiro (MARF) realiza a pré-análise da ocorrência, utilizando registros fasoriais de longa duração e sequências de eventos. Este módulo apresentou excelentes resultados, viabilizando a priorização da análise manual apenas das ocorrências mais significativas, já que aproximadamente 95% dos casos verificados não necessitariam de análise detalhada. O MARF além de analisar o registro de perturbação, avalia também os eventos registrados na SOE. A correlação destas duas análises permitiu a obtenção de um diagnóstico refinado, com mais detalhes acerca da ocorrência, o que aumenta a confiabilidade dos resultados e facilita a aceitação da ferramenta pelos usuários. Em nenhuma situação uma ocorrência normal de unidade geradora foi classificada como falta ou outra situação considerada mais grave, bem como uma situação grave foi classificada como normal. Caso as informações analisadas pelo MARF não sejam suficientes para alcançar uma conclusão acerca da ocorrência, o que ocorre é a não obtenção de um resultado, indicando que uma análise manual é necessária.

No segundo nível (MARC) a análise de falta utiliza o registro de curta duração. Esta é a tarefa de maior complexidade no esquema proposto, já que os registros de perturbação analisados devem ser processados digitalmente de modo a extrair características relevantes. O filtro de Kalman, linear e estendido, que compõe a base do MARC mostrou ser uma ferramenta computaci-

onal versátil e de fácil implementação para esta aplicação, com a capacidade de obter estimativas confiáveis de parâmetros do modelo de sinal com poucas amostras de atraso, ou seja, é um estimador que apresenta uma resposta rápida desde que corretamente ajustado. Com o filtro de Kalman foi possível estimar o parâmetro de decaimento exponencial da tensão durante os procedimentos de desenergização de geradores. O uso deste parâmetro para detectar situações de desenergização constitui uma importante contribuição deste trabalho.

Os resultados obtidos pelo MARC mostraram que o módulo é capaz de classificar as ocorrências de curto-circuito nas proximidades de uma unidade de geração. As regras do sistema especialista foram propostas de modo que cada uma represente uma fração do conhecimento necessário para a obtenção de um resultado. Assim, mesmo que a informação apresentada ao sistema especialista de análise do registro de curta duração não seja tão representativa quanto o necessário para uma classificação completa, ao menos as regras fundamentais como aquelas que detectam condições normais e anormais de operação são executadas e com isso resultados parciais são obtidos.

Diante do exposto, verifica-se que a metodologia proposta atingiu plenamente os objetivos definidos no capítulo introdutório, fornecendo ao profissional analista a possibilidade de priorizar as análises e mesmo naquelas consideradas importantes fornecer uma estimativa de causa da ocorrência e um conjunto de informações agregadas em um relatório. A agregação de informações, como os valores calculados nos segmentos de oscilografia, o próprio registro de perturbação e a sequência de eventos em um único relatório de análise permite que o analista concentre sua atenção e tempo aos dados e não mais na busca deles em diversos sistemas de informação.

Tanto no desenvolvimento quando nos testes do sistema proposto foram utilizados principalmente registros reais de ocorrências. A exceção foi no desenvolvimento do MARC em que foi necessária a utilização de um modelo de simulação computacional visto que não foram obtidos registros reais de todos os tipos de falta considerados. Apesar de ser desenvolvido com base em simulação, o MARC foi aplicado com sucesso em dados de ocorrências reais. Já o MARF pôde ser validado totalmente com base em casos reais utilizando centenas de registros oscilográficos.

Os sistemas especialistas apresentados fazem uso de regras que em sua maioria possuem condições baseadas em limiares com valores dados em pu. Nos testes realizados com dados de diferentes usinas, verificou-se que não há necessidade de alterar os limiares do MARF. Porém, caso a unidade de geração sob análise possuir características notadamente distintas da usina



piloto (como tipo e porte) deve-se realizar um estudo prévio para verificar a necessidade de ajuste dos limiares.

A metodologia proposta foi desenvolvida visando a expansão futura. Neste sentido, nas etapas de extração de características são calculadas grandezas que não foram utilizadas nos conjuntos de regras, como as componentes de sequência negativa e zero no MARF. No MARC, são utilizadas grandezas em módulo sendo que a informação de fase pode também ser utilizada. Assim, há a possibilidade de ampliação dos conjuntos de regras, podendo contemplar situações não previstas inicialmente, bem como melhorar a qualidade da análise. Como exemplo, pode-se citar a classificação das faltas pelo MARC em que as regras utilizam apenas informações de tensão. As mesmas podem ser modificadas para incluir informações das correntes de modo a melhorar a qualidade dos resultados.

A forma naturalmente intuitiva de funcionamento dos sistemas especialistas (emulando o processo de raciocínio humano) permite que o próprio analista, usuário do sistema, com um treinamento básico, possa manusear e ampliar os conjuntos de regras definidos. Além disso, ainda existem diversas possibilidades para trabalhos futuros visando melhorar o esquema, conforme será exposto na seção seguinte.

## 7.2 TRABALHOS FUTUROS

São diversas as opções para continuação e melhoria deste trabalho. A seguir são apresentadas algumas delas.

- Utilizar as informações dos canais digitais monitorados pelos RDPs, correlacionando-as com a SOE. Deste modo haveria uma redundância ainda maior na análise, através da utilização destas duas fontes de informação semelhante. Porém, deve-se avaliar cada RDP separadamente, uma vez que as grandezas digitais monitoradas podem ser diferentes entre as unidades de geração.
- Avaliar o desempenho de outras técnicas de processamento digital de sinais na etapa de segmentação dos registros de curta duração.
- Expandir a base de regras do SEARC de modo a fazer maior uso dos dados de corrente para classificar as faltas, realizando para isso uma análise do carregamento nos instantes iniciais com vistas a determinação da corrente de falta. Para isso, deve-se levar em conta a variação na frequência do gerador durante a falta e após sua eliminação.

- Utilizar sistemas especialistas baseados em lógica nebulosa (*fuzzy*), eliminando desta forma os limiares abruptos utilizados em todas as regras. Os SEs seriam redefinidos utilizando variáveis linguísticas como “nominal”, “zero”, “baixo”, etc. em substituição aos valores numéricos utilizados atualmente.
- Fazer uso da SOE também na análise de curta duração, buscando classificar a ocorrência também através desta. A SOE pode, além disso, ser utilizada para desenvolver um esquema de validação da atuação da proteção, facilitando ainda mais o trabalho do analista.
- Realizar, de forma automática, uma análise estatística dos resultados da pré-análise, visando identificar possíveis ajustes inadequados nos níveis de disparo dos RDPs.

## REFERÊNCIAS

- ALLEN, D.; APOSTOLOV, A.; KREISS, D. Automated analysis of power system events. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 3, n. 5, p. 48–55, Sept.-Oct. 2005.
- ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. New York, USA: IEEE Press & McGraw-Hill, 1999. 1307 p.
- BARROS, J.; PEREZ, E. Automatic detection and analysis of voltage events in power systems. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, USA, v. 55, n. 5, p. 1487–1493, Oct. 2006.
- BOLLEN, M. H. J.; GU, I. **Signal Processing of Power Quality Disturbances**. 1. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2006. 861 p. (IEEE Press Series on Power Engineering).
- BUSE, D.; SUN, P.; WU, Q.; FITCH, J. Agent-based substation automation. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 1, n. 2, p. 50–55, Mar-Apr 2003.
- CARDOSO, G.; ROLIM, J.; ZURN, H. Identifying the primary fault section after contingencies in bulk power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1335–1342, July 2008.
- CESAR, D.; VALDOMIRO, V.; GABRIEL, O. Automatic power quality disturbances detection and classification based on discrete wavelet transform and artificial intelligence. In: **Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6.
- CHAN, E. Application of neural-network computing in intelligent alarm processing [power systems]. In: **Power Industry Computer Application Conference, 1989. PICA '89, Conference Papers**. [S.l.: s.n.], 1989. p. 246–251.
- CHANTLER, M.; POGLIANO, P.; ALDEA, A.; TORNIELLI, G.; WYATT, T.; JOLLEY, A. The use of fault-recorder data for diagnosing timing and other related faults in electricity transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 4, p. 1388–1393, Nov 2000.
- CLARK, H. K. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Santa Maria, RS, Brasil: Universidade Federal de Santa Maria., 1979. 297 p.

- CLIPS. **CLIPS Reference Manual. Volume 1: Basic Programming Guide.** [S.l.], 2007.
- COSTA, F. B.; SOUZA, B. A. d.; BRITO, N. S. D. Detecção de faltas evolutivas e múltiplos distúrbios em registros oscilográficos baseada na transformada wavelet discreta. **Sba: Controle e Automação**, scielo, v. 21, n. 02, p. 173 – 184, 04 2010.
- DASH, P.; MISHRA, S.; SALAMA, M.; LIEW, A. Classification of power system disturbances using a fuzzy expert system and a fourier linear combiner. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 472–477, Apr 2000.
- DASH, P.; PRADHAN, A.; PANDA, G. Frequency estimation of distorted power system signals using extended complex kalman filter. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 3, p. 761–766, Jul 1999.
- DAVIDSON, E.; MCARTHUR, S.; MCDONALD, J.; CUMMING, T.; WATT, I. Applying multi-agent system technology in practice: automated management and analysis of scada and digital fault recorder data. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 559–567, May 2006.
- DAVIDSON, E. M.; MCARTHUR, S. D. J.; MCDONALD, J. R. A toolset for applying model-based reasoning techniques to diagnostics for power systems protection. **IEEE Transactions on Power Systems**, USA, v. 18, n. 2, p. 680–687, May 2003.
- DWIVEDI, U.; SINGH, S.; SRIVASTAVA, S. Analysis of transient disturbances in distribution systems: A hybrid approach. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1 –8.
- ECIL INFORMÁTICA IND. E COM. LTDA. **Catálogo Técnico - OSC 2000.** Barueri, SP, 2006. Disponível em: <www.ecilinformatica.com.br>.
- FENNEL, E. *et al.* Sequential tripping of steam turbine generators: Working group report. **IEEE Transactions on Industry Applications**, USA, v. 34, n. 6, p. 1411–1418, Nov./Dec. 1998.
- FRITZEN, P.; CARDOSO, G.; ZAUKE, J.; MORAIS, A. de; BEZERRA, U.; BECK, J. Alarm processing and fault diagnosis in power systems using artificial neural networks and genetic algorithms. In: **IEEE International Conference on Industrial Technology**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 891 –896.

- FUTINO, E.; PEREIRA, G.; BITTENCOURT, A. A.; LACHMAN, M.; ROLIM, J. G. Desenvolvimento de um sistema de monitoração remota e avaliação do estado operativo de transformadores de potencial capacitivos (tpcs). In: **Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**. Belém, PA: [s.n.], 2009. p. 1–6.
- GAING, Z.-L. Wavelet-based neural network for power disturbance recognition and classification. **IEEE Transactions on Power Delivery**, USA, v. 19, n. 4, p. 1560–1568, Oct. 2004.
- GAOUDA, A.; KANOUN, S.; SALAMA, M.; CHIKHANI, A. Wavelet-based signal processing for disturbance classification and measurement. **IEE Proceedings on Generation Transm. Distrib.**, v. 149, n. 3, p. 310–319, May. 2002.
- GARGOOM, A. M.; ERTUGRUL, N.; SOONG, W. L. Automatic classification and characterization of power quality events. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 2417–2425, Oct. 2008.
- GIOVANINI, R.; RODRIGUES, M. A. M.; MORAES, R. M.; OLIVEIRA, J. C. C.; GONÇALVES, D. N.; MIRANDA, A. L. L.; DINIZ, S. S.; FIGUEIREDO, M. V. F. SPERT - sistema integrado para análise de perturbações. In: **IX Seminário Técnico de Proteção e Controle**. Belo Horizonte, MG: [s.n.], 2009. p. 1–11.
- GIRGIS, A.; HWANG, T. Optimal estimation of voltage phasors and frequency deviation using linear and non-linear kalman filtering: Theory and limitations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-103, n. 10, p. 2943–2951, Oct. 1984.
- GIRGIS, A.; QIU, J. Measurement of the parameters of slowly time varying high frequency transients. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 38, n. 6, p. 1057–1063, Dec 1989.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. New York, USA: McGraw-Hill, Inc., 1994. 787 p.
- GRIGSBY, L. L. **The Electric Power Engineering Handbook**. Florida, USA: CRC Press and IEEE Press, 2001.
- GU, Y.; BOLLEN, M. Time-frequency and time-scale domain analysis of voltage disturbances. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 4, p. 1279–1284, Oct 2000.

- HASE, Y. **Handbook of power system engineering**. 1. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 2007.
- HEYDT, G.; FJELD, P.; LIU, C.; PIERCE, D.; TU, L.; HENSLEY, G. Applications of the windowed fft to electric power quality assessment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 4, p. 1411–1416, Oct 1999.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. Baldock, Hertfordshire, England: Research Studies Press LTD., 1995. 319 p.
- HOSSACK, J.; MCARTHUR, S.; MCDONALD, J.; STOKOE, J.; CUMMING, T. A multi-agent approach to power system disturbance diagnosis. In: **Fifth International Conference on Power System Management and Control**. [S.l.: s.n.], 2002. p. 317–322.
- HOSSACK, J.; MENAL, J.; MCARTHUR, S.; MCDONALD, J. A multi-agent architecture for protection engineering diagnostic assistance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 639–647, may 2003.
- HOUAISS, A.; VILLAR, M. de S. **Dicionário houaiss da língua portuguesa**. Rio de Janeiro: Objetiva, 2001. 2925 p.
- IEEE. **IEEE Guide for Generator Ground Protection**. C37.101-1993. New York, USA, 1993.
- IEEE. **IEEE Guide for AC Generator Protection**. C37.102-1995. New York, USA, 1995.
- IEEE. **IEEE Guide for Operation and Maintenance of Hydro-generators**. Std 492-1999. New York, USA, 1999.
- IEEE. **IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems**. Piscataway, NJ, 1999.
- IMHOF, J. A.; BERDY, J.; ELMORE, W. A.; GOFF, L. E.; NEW, W. C.; PARR, G. C.; SUMMERS, A. H.; WAGNER, C. L. Out of step relaying for generators working group report. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, USA, v. 96, n. 5, p. 1556–1564, Sep./Oct. 1977.
- KALMAN, R. E. A new approach to linear filtering and prediction problems. **Transactions of the ASME—Journal of Basic Engineering**, v. 82, n. Series D, p. 35–45, 1960.

- KARIMI, M.; MOKHTARI, H.; IRAVANI, M. Wavelet based on-line disturbance detection for power quality applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 4, p. 1212–1220, Oct 2000.
- KENNEDY, K.; LIGHTBODY, G.; YACAMINI, R. Power system harmonic analysis using the kalman filter. In: **Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 2, p. –757 Vol. 2.
- KEZUNOVIC, M. Practical applications of automated fault analysis. In: **PowerCon 2000. International Conference on Power System Technology**. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 819–824 vol.2.
- KEZUNOVIC, M.; LUO, X. Automated analysis of protective relay data. In: **18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–5.
- KEZUNOVIC, M.; RIKALO, I.; FROMEN, C. W.; SEVCIK, D. R. Expert system reasoning streamlines disturbance analysis. **IEEE Computer Applications in Power**, IEEE, USA, v. 7, n. 2, p. 15–19, 1994.
- KEZUNOVIC, M.; RIKALO, I.; SUN, J.; WU, X.; FROMEN, C. W.; SEVCIK, D. R.; TIELKE, K. W. Implementation framework for an expert system for generator monitoring. In: **Proceedings of Intelligent Systems Applications to Power Systems - ISAP**. Orlando, USA: [s.n.], 1996. p. 140–144.
- KEZUNOVIC, M.; SPASOJEVIC, P.; FROMEN, C. W.; SEVCIK, D. R. An expert system for transmission substation event analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE PES, USA, v. 8, n. 4, p. 1942–1949, 1993.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Edição do autor. Florianópolis, SC: [s.n.], 2006. 207 p.
- LEE, H.-J.; PARK, D.-Y.; AHN, B.-S.; PARK, Y.-M.; PARK, J.-K.; VENKATA, S. A fuzzy expert system for the integrated fault diagnosis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 833–838, Apr 2000.
- LENZ, E.; ROLIM, J. G. Avaliação automática do desempenho de relés multifuncionais de proteção de unidades geradoras. In: **Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente**. Brasília, DF: [s.n.], 2009. p. 1–6.

- LUO, X.; KEZUNOVIC, M. Automated analysis of digital relay data based on expert system. In: **2005 IEEE Russia Power Tech**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–6.
- LUO, X.; KEZUNOVIC, M. Fault analysis based on integration of digital relay and dfr data. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. San Francisco, CA, USA: IEEE PES, 2005. v. 1, p. 746–751.
- MCARTHUR, S. D. J.; DAVIDSON, E. M. Automated post-fault diagnosis of power system disturbances. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting PSACE Panel Paper**. USA: [s.n.], 2006.
- MCARTHUR, S. D. J.; DAVIDSON, E. M.; HOSSACK, J. A.; MCDONALD, J. R. Automating power system fault diagnosis through multi-agent system technology. In: **37th International Conference on System Sciences**. Big Island, Hawaii: IEEE Computer Society, 2004.
- MENEZES, R. S.; CURTARELLI, S. R.; ADORNI, C. Y.; SOUZA, J. M. de. Sistema de processamento de alarmes para uso no centro de operação do sistema da cpfl. In: **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Recife, PE, Brasil: [s.n.], 2009.
- MINAKAWA, T.; ICHIKAWA, Y.; KUNUGI, M.; SHIMADA, K.; WADA, N.; UTSUNOMIYA, M. Development and implementation of a power system fault diagnosis expert system. **IEEE Transactions on Power Systems**, USA, v. 10, n. 2, p. 932–940, May 1995.
- MORETO, M.; ROLIM, J. G. Automated analysis of digital fault recorder data in power generating plants. In: **16th Power Systems Computation Conference (PSCC)**. Glasgow, Scotland: [s.n.], 2008. p. 8.
- MORETO, M.; ROLIM, J. G. Análise automática de oscilografias em sistemas elétricos de potência. **Sba Controle & Automação**, v. 21, n. 4, p. 347–362, jul./ago. 2010.
- MOZINA, C. J. Upgrading generator protection using digital technology. In: **Beckwith technical articles**. Largo, FL, USA: Beckwith Electric Company, Inc., 1999.
- NISHIYAMA, K. A nonlinear filter for estimating a sinusoidal signal and its parameters in white noise: on the case of a single sinusoid. **IEEE Transactions on Signal Processing**, v. 45, n. 4, p. 970–981, Apr 1997.



NORTON, P.; SAMUEL, A.; AITEL, D.; FOSTER-JOHNSON, E.; RICHARDSON, L.; DIAMOND, J.; PARKER, A.; ROBERTS, M. **Beginning Python**. 1. ed. Indianapolis, Indiana, US: Wiley Publishing, Inc., 2005.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Análise de Ocorrências e Perturbações - Introdução e Conceituação**. Procedimentos de rede, submódulo 22.1. [S.l.], Mar. 2002. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Descrição das Informações Requeridas dos Agentes de Geração**. Procedimentos de rede, submódulo 17.6. [S.l.], Mar. 2002. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Requisitos de Telesupervisão para a Operação**. Procedimentos de rede, submódulo 10.19. [S.l.], Dez. 2003. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Requisitos Mínimos Para os Sistemas de Proteção e de Telecomunicações**. Procedimentos de rede, submódulo 2.6. [S.l.], Nov. 2010. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

OURA, J. M.; MENDES, A. S.; MAEZONO, P. K.; ULIANA, P. B.; TRUJILLO, F. D. Sistema automatizado de pré-análise de oscilografia de relés de proteção de unidades geradoras. In: **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Recife, PE, Brasil: [s.n.], 2009.

OURA, J. M.; MENDES, A. S.; PENNER, N.; MAEZONO, P. K.; BETTIOL, A. L.; ANDREUS, P. Sistema especialista para apoio ao diagnóstico de atuações das proteções em usinas hidroelétricas. In: **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Recife, PE, Brasil: [s.n.], 2009.

OZGONENEL, O.; ARISOY, E.; KHAN, M.; RAHMAN, M. A wavelet power based algorithm for synchronous generator protection. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 6 pp.-.

- PASSOS, L. F.; MESQUITA, J. F. S.; RODRIGUES, E. C. N.; LELLIS, C. G.; ANDREUS, P. Sistema de integração de dispositivos de proteção e registro (esip): Conceitos, arquitetura e implantações. In: **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Recife, PE, Brasil: [s.n.], 2009.
- PEREIRA F., C. S.; SILVEIRA, E. G.; TOLEDO Ícaro V.; SILVA, W. R. D.; ZUCATTO, M.; VELOSO, H. M.; SOUZA, W. M. Oscilo: Sistema de gerenciamento automático de registros oscilográficos. In: **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Recife, PE, Brasil: [s.n.], 2009.
- PEREZ, E.; BARROS, J. A proposal for on-line detection and classification of voltage events in power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 4, p. 2132–2138, Oct. 2008.
- POPE, J. A comparison of 100generator stator windings. **IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems**, PAS-103, n. 4, p. 832–840, April 1984.
- PRADHAN, A.; ROUTRAY, A.; PATI, S.; PRADHAN, D. Wavelet fuzzy combined approach for fault classification of a series-compensated transmission line. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 4, p. 1612–1618, Oct. 2004.
- RANGE COMMANDERS COUNCIL. **Overview of IRIG-B Time Code Standard**. Technical note tn-102r1. [S.l.], Jan. 2011. Disponível em: <[http://www.cyber-sciences.com/documents/TN-102\\_IRIG-B.pdf](http://www.cyber-sciences.com/documents/TN-102_IRIG-B.pdf)>.
- RAPPIN, N.; DUNN, R. **wxPython in Action**. 1. ed. Greenwich, UK: Manning Publications Co., 2006.
- REASON TECNOLOGIA S.A. **GERCOM-II Sistema de Gerenciamento de Oscilografias**. Florianópolis, Brasil, 2005. Disponível em: <<http://www.reason.com.br>>.
- REASON TECNOLOGIA S.A. **RPIV-R4 Registrador Digital de Perturbações: Manual de Referência**. R008-MR-R2. Florianópolis, Brasil, 2005. Disponível em: <<http://www.reason.com.br>>.
- REASON TECNOLOGIA S.A. **RPV-310 Registrador Digital de Perturbações Multifunção Modular: Características técnicas**. Rev. 28.2. Florianópolis, Brasil, 2010. Disponível em: <<http://www.reason.com.br>>.

- REIMERT, D. **Protective Relaying for Power Generation Systems**. Boca Raton, Florida, USA: CRC Press, 2006. 592 p.
- RODRIGUES, M. A. M.; FILHO, S. M.; VILELA, J. M. D. F. Ferramentas computacionais tradicionais e inteligentes para análise de perturbações em sistemas de potência. In: **XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Belém, PA, Brasil: [s.n.], 1997.
- RODRIGUES, M. A. P.; RODRIGUES, M. A. M.; FIGUEIREDO, M. V. F.; DINIZ, S. S.; MIRANDA, A. L. L. Sistema para análise automática de oscilografia na light. In: **VII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC)**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: [s.n.], 2003.
- RODRIGUES, M. A. P.; RODRIGUES, M. A. M.; FIGUEIREDO, M. V. F.; DINIZ, S. S.; MIRANDA, A. L. L. Sistema para análise automática de oscilografia na light. In: **Anais do II Congresso de Inovação Tecnológica em Engenharia Elétrica (CITENEL)**. Salvador, BA, Brasil: [s.n.], 2003. p. 1038–1042.
- SHAKYA, D.; SINGH, S. Svm based fault location and classification using fuzzy classifier for pq monitoring. In: **Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8.
- SILVA, K. M.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D. Fault detection and classification in transmission lines bases on wavelet transform and ann. **IEEE Transactions on Power Delivery**, USA, v. 21, n. 4, p. 2058–2063, Oct. 2006.
- SILVA, M.; JARDINI, J.; MAGRINI, L.; CORVO, A.; SOLIS, L.; VEIGA, F. Determination of the circuit breaker operation times using the wavelet transform. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 2, p. 1214–1219.
- SIU, H.; NGAN, H. Automatic power quality recognition system using wavelet analysis. In: **IEEE International Conference o Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. (DRPT 2004)**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 1, p. 311–316.
- SMITH, S. W. **The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing**. California, USA: California Technical Publishing, 1997. 626 p.

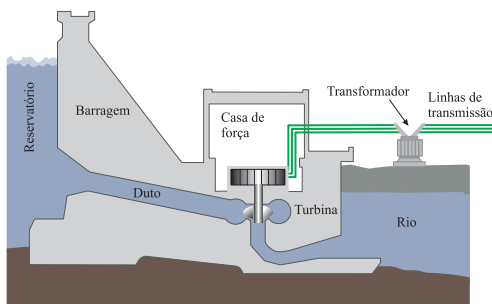
- SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D.; SILVA, S. S. B.; SILVA, K. M.; COSTA, F. B.; FILHO, A. C. M. M. Um classificador de faltas para análise de ocorrências no sistema CHESF. In: **XV Congresso Brasileiro de Automática**. Gramado, RS, Brasil: [s.n.], 2004.
- STYVAKTAKIS, E.; BOLLEN, M.; GU, I. Expert system for voltage dip classification and analysis. In: **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 1, p. 671–676.
- STYVAKTAKIS, E.; BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. H. Automatic classification of power system events using rms voltage measurements. In: **Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**. USA: [s.n.], 2002. v. 2, p. 824–829.
- STYVAKTAKIS, E.; BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. H. Expert system for classification and analysis of power system events. **IEEE Transactions on Power Delivery**, USA, v. 17, n. 2, p. 423–428, Apr. 2002.
- TCHEOU, M. P. **Análise e Representação de Sinais de Oscilografia Usando Decomposições Adaptativas Redundantes**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- UKIL, A.; ZIVANOVIC, R. Application of abrupt change detection in power systems disturbance analysis and relay performance monitoring. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 1, p. 59–66, Jan. 2007.
- VALE, D. T. do; COSER, J.; ROLIM, J. F-LOC - ferramenta inteligente para diagnóstico de faltas em sistemas de distribuição de energia. In: **XVI Congresso Brasileiro de Automática**. [S.l.: s.n.], 2006.
- VALE, Z.; MOURA, A. Machado e. An expert system with temporal reasoning for alarm processing in power system control centers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 3, p. 1307–1314, aug 1993.
- VARELA, F. S.; ROLIM, J. G.; MORETO, M.; LENZ, E. P.; ZIMATH, S. L. iOSC - sistema inteligente de gestão de oscilografias. In: **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Recife, PE, Brasil: [s.n.], 2009.
- VARELA, F. S.; ROLIM, J. G.; MORETO, M.; LENZ, E. P.; ZIMATH, S. L.; VARGAS, E.; KATO, L. H. Sistema inteligente de pré-análise e gestão

- de perturbações e oscilografias voltado para geração. In: **V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL)**. Belém, PA, Brasil: [s.n.], 2009.
- Vázquez M., E.; M., O. C.; F., H. A. An on-line expert system for fault section diagnosis in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 357–362, fev. 1997.
- WEN, F.; HAN, Z. Fault section estimation in power systems using a genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 34, n. 3, p. 165 – 172, 1995.
- XING, Z.; HAIBO, Z. Research and development of an intelligent system dealing with alarm messages coming from regional power grid control centers. In: **International Conference on Power System Technology (POWERCON)**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.
- ZIN, A.; KARIM, S. A. The utilization of digital fault recorders in protection system analysis on tenaga nasional berhad transmission system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 4, p. 2040–2046, Oct. 2007.



## APÊNDICE A – TIPOS BÁSICOS DE UNIDADES DE GERAÇÃO

Em um hidrogerador, a energia potencial de uma queda de água é convertida em energia mecânica através de uma turbina hidráulica. Esta, por sua vez, está acoplada a um gerador elétrico (hidrogerador) que converte o torque mecânico do eixo em energia elétrica, conforme a vista em corte simplificada da Figura 55.

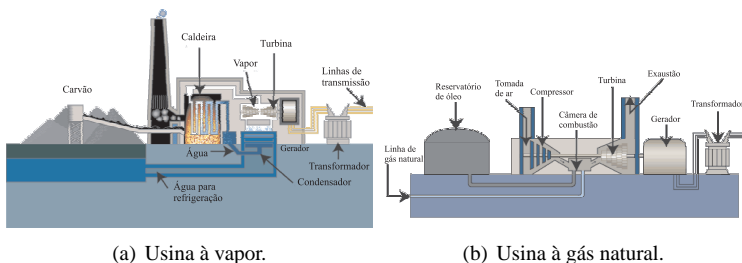


**Figura 55: Vista em corte simplificada de uma usina hidroelétrica<sup>1</sup>.**

Já nos turbogeradores, a turbina é impulsionada por um fluxo de alta pressão de vapor proveniente de uma caldeira aquecida através da queima de combustível fóssil (carvão, óleo, biomassa, etc.), como apresentado na Figura 56(a). Um turbogerador pode também ser acionado por uma turbina de combustão, que funciona como uma turbina de propulsão a jato, cujo combustível normalmente utilizado é o gás natural (Figura 56(b)).

Os turbogeradores são constituídos de máquinas síncronas de rotor liso, normalmente com dois ou quatro pólos, o que resulta em velocidades angulares de 3600 e 1800 rpm respectivamente, para uma frequência fundamental do sistema de 60 Hz (GRAINGER; STEVENSON, 1994, p. 91). Já para os hidrogeradores são utilizadas máquinas de pólos salientes pois as turbinas hidráulicas operam a baixas velocidades, o que requer um grande número de pólos no rotor para produzir a frequência nominal do sistema. Rotores com pólos salientes são mecanicamente mais adequados para operação em baixas velocidades, em comparação com as máquinas de rotores lisos utilizadas em turbogeradores (GRIGSBY, 2001).

<sup>1</sup>Figura obtida a partir do sítio eletrônico da Tennessee Valley Authority (<http://www.tva.com/power/hydroart.htm>).



**Figura 56: Vistas em corte simplificadas de usinas com turbogeradores<sup>2</sup>.**

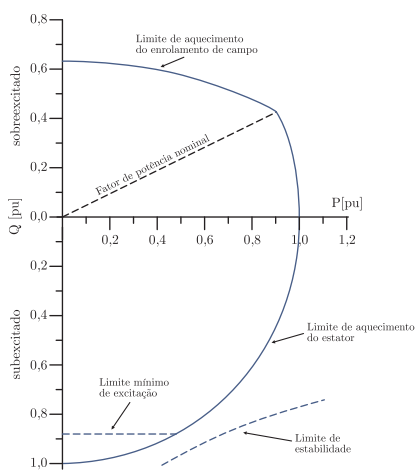
Em geral, os geradores são especificados por seus valores nominais de potência aparente em regime permanente na velocidade angular nominal, frequência, tensão e fator de potência, o qual em geral é da ordem de 0,9 a 0,95. Alguns padrões industriais, como o ANSI C50.12-1982 e o IEC 60034-1, especificam limites de temperatura dos componentes do gerador que são dependentes da tensão nominal e classe de isolamento dos condutores dos enrolamentos (GRIGSBY, 2001).

Através do controle da corrente de excitação é feito o ajuste da tensão terminal de saída do gerador e, portanto, da potência reativa gerada (ou consumida) pelo gerador. Há um compromisso entre a quantidade de potência reativa e ativa gerada, de modo que o gerador seja mantido operando dentro dos seus limites. Estes limites de operação são dados pela sua curva de capacidade. Um exemplo desta curva pode ser visto na Figura 57, onde os limites de máxima potência ativa e reativa na tensão nominal formam uma região de operação na qual não haverá aquecimento excessivo do rotor e do estator. Em geral, outros limites de operação também são representados nesta curva, como os limites de estabilidade e de excitação.

<sup>2</sup>Figuras obtidas a partir do site da Tennessee Valley Authority (<http://www.tva.com/power/>).

<sup>3</sup>Figura traduzida a partir da original publicada no Standard IEEE 492-1999 (IEEE, 1999a, p. 16).





**Figura 57: Curva de capacidade típica de um hidrogerador<sup>3</sup>.**



## APÊNDICE B – PROTEÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO

Neste apêndice serão apresentadas as funções de proteção típicas dos geradores síncronos de médio e grande porte que fazem parte de um sistema elétrico de potência interligado. Para geradores de pequeno porte como em Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs), o esquema de proteção é mais simples e normalmente não há um sistema de oscilografia instalado.

### B.1 PROTEÇÃO DIFERENCIAL

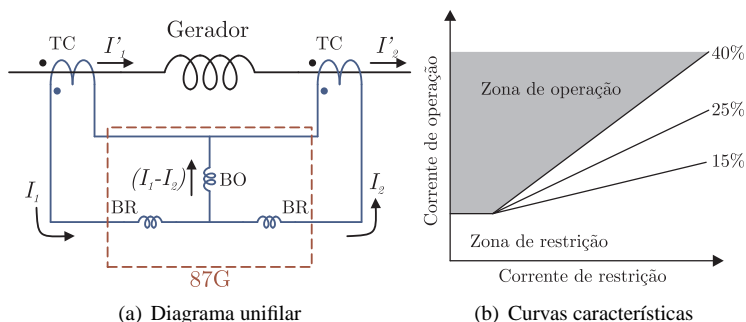
O esquema de proteção diferencial de geradores é utilizado principalmente para proteger a máquina em casos de faltas entre fases e faltas fase à terra com correntes elevadas. Segundo Anderson (1999), faltas entre fases no estator da máquina são raras, ocorrendo mais frequentemente no final dos enrolamentos ou em ranhuras onde são acomodados dois enrolamentos distintos. Normalmente, este tipo de defeito, se não isolado rapidamente, acaba se transformando em faltas fase-terra, ocasionando derretimento do núcleo do estator e com isso tornando o processo de manutenção dispendioso e demorado.

Um esquema típico de proteção diferencial é apresentado na Figura 58(a). Trata-se da representação unifilar de um relé diferencial percentual (código ANSI 87). Para facilitar o entendimento desta proteção, o relé descrito é do tipo eletromecânico. Nos modernos relés digitais, esta função de proteção é implementada na forma de um algoritmo, mas a funcionalidade se mantém a mesma em ambos os casos.

O relé diferencial percentual difere do tradicional pela presença das bobinas de restrição (BR). Estas atuam de forma a inibir a atuação da bobina de operação (BO) quando a corrente está circulando em um mesmo sentido no gerador (sem falta). Os contatos do relé fecharão quando a corrente na bobina de operação excede a da bobina de restrição por um dado valor percentual o qual é obtido pelas curvas de operação do relé da Figura 58(b). O cálculo da corrente de restrição é feito da seguinte forma (KINDERMANN, 2006):

$$I_{\text{restrição}} = \left| \frac{I_1 + I_2}{2} \right|$$

Sendo assim, com um acréscimo de carga no gerador, uma maior diferença entre as correntes  $I_1$  e  $I_2$  se faz necessária para a atuação do relé conforme



**Figura 58: Esquema de proteção diferencial de um gerador.**

o aumento de  $I'_1$  e  $I'_2$ . Esta característica faz com que o relé diferencial percentual seja imune aos erros de medição oriundos dos transformadores de corrente. Mesmo que estes sejam comercialmente idênticos, sempre haverá uma diferença entre as correntes de secundário dos TCs, devido aos erros inerentes às suas classes de exatidão (HOROWITZ; PHADKE, 1995).

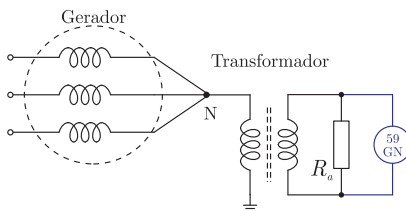
Na proteção de unidades de geração é comum a presença de um relé diferencial específico para o gerador (87G) e de um segundo relé englobando o transformador elevador da unidade (87U).

## B.2 PROTEÇÃO DE NEUTRO

Em alguns casos, como nos geradores aterrados através de impedância, a magnitude da corrente de falta do tipo fase-terra não é suficiente para provocar a atuação do relé diferencial. Sendo assim, são empregados esquemas de proteção específicos para faltas de terra que normalmente utilizam dispositivos conectados no terminal de neutro do gerador. Portanto, a forma como os geradores são protegidos deste tipo de falta está diretamente relacionada com o esquema de aterramento do gerador. Existem diversas formas de aterramento de geradores, descritas no padrão C37.101-1993 do IEEE (IEEE, 1993), dentre as quais pode-se destacar o aterramento do terminal de neutro do gerador, dos terminais de fase da máquina (utilizando um transformador de aterramento) e sem aterramento.

Para geradores com aterramento sólido, ou através de impedância baixa, a proteção pode ser feita utilizando-se diretamente um relé de sobrecorrente de neutro (código ANSI 51GN) (CLARK, 1979). No entanto,

visando evitar elevadas correntes de falta, é comum o aterramento de alta impedância. Um esquema bastante usual deste tipo aterramento, emprega um transformador de distribuição, conforme pode ser visto na Figura 59. Nesta configuração, o gerador é aterrado através do enrolamento primário de um transformador de distribuição com uma resistência conectada no seu secundário. Assim, a impedância de aterramento é a resistência  $R_a$  “vista” do primário, ou seja, este esquema é tido como um aterramento de alta impedância. Neste caso é utilizado além do relé diferencial um relé de sobre-tensão para o neutro de geradores (59GN). Na ocorrência de uma falta envolvendo a terra, a corrente de falta circulará pelo primário do transformador de aterramento induzindo uma corrente no seu secundário. A tensão medida na resistência  $R_a$  é monitorada pelo relé que atuará caso o nível de tensão ultrapasse um certo limiar.



**Figura 59: Proteção de faltas à terra com transformador de distribuição.**

### B.3 PROTEÇÃO PARA 100% DO ESTATOR

Em alguns casos, em que a falta ocorre em um ponto do enrolamento próximo do terminal de neutro, a corrente de falta pode ser excessivamente baixa para ser detectada até mesmo pelos relés específicos para faltas à terra. Para estas situações foram desenvolvidos métodos de detecção específicos, chamados de proteção para 100% do estator (POPE, 1984). O esquema mais comum utiliza a medida da componente de terceira harmônica da corrente de neutro, a qual está sempre presente na maioria dos geradores síncronos (MOZINA, 1999). O esquema de ligação é o mesmo da Figura 59, apenas com uma função adicional, que é a função de subtensão sintonizada na 3ª harmônica da frequência fundamental (código ANSI 27H). Quando houver subtensão de 3ª haverá a indicação da falta.

Um outro esquema consiste na injeção de um sinal de baixa frequência

(da ordem de 15 Hz) através do secundário de um transformador conectado no neutro do gerador. A detecção de faltas no estator é feita por um elemento de sobrecorrente (sintonizado em 15 Hz) conectado em série com a fonte de injeção de sinal. Caso haja uma falta à terra no estator, a corrente de 15 Hz irá circular por este caminho, provocando o disparo do elemento de sobrecorrente (REIMERT, 2006).

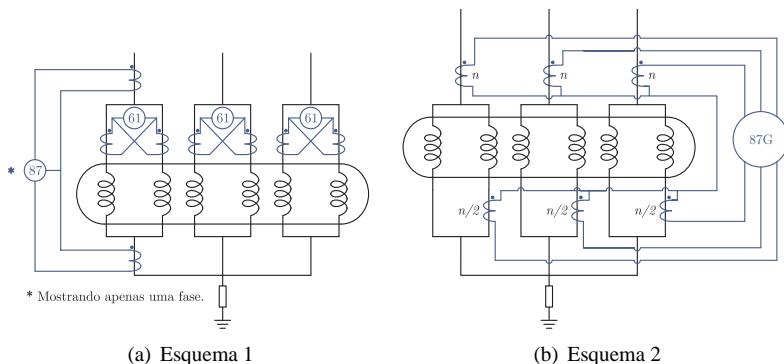
#### B.4 PROTEÇÃO PARA FALTAS ENTRE ESPIRAS DO ESTATOR

A proteção entre espiras (código ANSI 61), também chamada de fase dividida, pode ser utilizada quando os terminais de cada uma são acessíveis externamente. Esta proteção visa detectar curtos-circuitos entre espiras de uma mesma fase do enrolamento. Quando esta proteção não é utilizada, ou os terminais das espiras não são acessíveis, este tipo de falta pode não ser detectado até que se transforme em uma falta à terra (CLARK, 1979).

Dois esquemas de proteção para enrolamentos cujas bobinas são acessíveis, comumente presentes em hidrogeradores, foram apresentados no padrão C37.102-1995 do IEEE (IEEE, 1995). A Figura 60 apresenta as conexões dos TCs e dos relés utilizados. O primeiro esquema (Figura 60(a)) utiliza relés de sobrecorrente em uma configuração diferencial dos TCs. Assim, havendo um desequilíbrio de corrente entre as espiras de uma mesma fase, haverá uma corrente proporcional circulando pelo relé 61 (de sobrecorrente), que então atuará. O segundo esquema (Figura 60(b)) utiliza o próprio relé diferencial do gerador. Esta configuração faz uso de um número menor de TCs e relés do que a anterior, no entanto, sua sensibilidade é inferior (IEEE, 1995).

#### B.5 PROTEÇÃO DO ROTOR

Normalmente os circuitos de excitação de um gerador síncrono não são aterrados, então uma falta à terra não provoca danos significativos já que não há circulação de corrente de falta. O verdadeiro problema está no surgimento de uma segunda falta, dando origem a uma falta entre espiras que pode provocar uma distorção no campo eletromagnético no entreferro do gerador. Se o fluxo estiver consideravelmente distorcido, o rotor pode sofrer a ação de forças mecânicas elevadas, uma vez que estas variam com o quadrado da densidade de fluxo. Estas forças podem provocar danos gravíssimos



**Figura 60: Esquemas de proteção espira-a-espira (IEEE, 1995).**

à máquina, podendo até mesmo inutilizá-la. Segundo Anderson (1999), as forças desequilibradas que atuam no rotor nestas condições podem provocar esforços equivalentes da ordem de 50 a 100 toneladas, podendo partir o rotor ou fazer com que este entre em contato com o núcleo do estator. Assim, a proteção de faltas à terra no rotor deve atuar antes do surgimento da segunda falta.

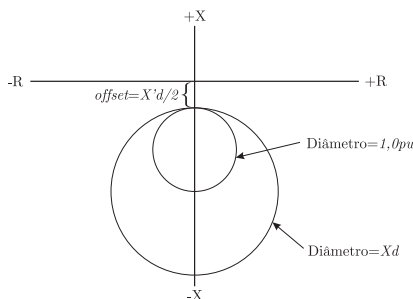
Existem diversos esquemas de proteção utilizados quando a máquina possibilita acesso ao enrolamento de campo. No método mais utilizado uma corrente, que pode ser tanto contínua como alternada, é injetada no enrolamento de campo. Como estes enrolamentos são isolados, a presença de uma falta à terra ocasionará a circulação da corrente injetada, a qual é detectada pelo relé com código ANSI 64F (REIMERT, 2006).

## B.6 PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

A condição de perda de excitação de um gerador síncrono é decorrente da perda total ou parcial de sua fonte de excitação (enrolamento de campo). Esta condição pode causar grandes danos ao próprio gerador, às máquinas próximas e ao sistema, neste último caso provocando colapsos de tensão. O pior caso ocorre quando o gerador está operando a plena capacidade. Nesta condição os grandes níveis de corrente induzidas no rotor podem provocar superaquecimento no enrolamento do estator e no rotor em um curto intervalo de tempo.

A proteção mais utilizada contra este tipo de falta é a que emprega relés de impedância do tipo *mho* com *offset* para detectar a variação de impedância “vista” dos terminais do estator. Conforme o *IEEE Standard C37.102-1995* e Mozina (1999), para diversos níveis de carregamento do gerador, a impedância final *vista* a partir de seus terminais, para condições de perda de excitação, estará sempre próxima de um certo *locus* situado no quarto quadrante do diagrama R-X entre os valores de metade da reatância transitória ( $X'_d/2$ ) e da da reatância síncrona de eixo direto da máquina ( $X_d$ ).

O relé de perda de excitação (código ANSI 40) mais utilizado faz uso de dois elementos *mho* com as características de atuação ajustadas de forma semelhante à Figura 61. A primeira zona de proteção é ajustada com um diâmetro de  $1,0pu$  para atuar instantaneamente quando o gerador encontrar-se sob níveis de carregamento próximos ao nominal, condições estas em que o possível dano à máquina é maior. A segunda zona de proteção é ajustada com o diâmetro equivalente a reatância síncrona de eixo direto  $X_d$  e com um certo retardo de tempo (0,5 a 0,6s), provendo proteção em condições de carga leve.



**Figura 61:** Características de operação *mho* utilizadas na proteção contra perda de excitação.

## B.7 PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

A perda de sincronismo de geradores síncronos é uma condição que deve ser interrompida rapidamente pois proporciona elevados esforços mecânicos nos enrolamentos e nas partes móveis da máquina.

A principal motivação para o uso de uma proteção específica para perda de sincronismo (código ANSI 78) são os tempos de resposta relati-



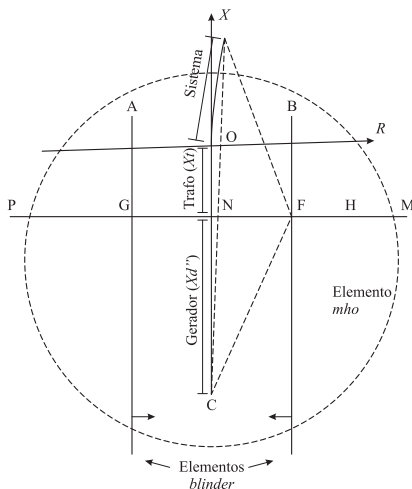
vamente elevados da proteção principal do gerador (diferencial, terra, etc.) para este tipo de falta. O esquema de proteção comumente utilizado é baseado na análise da impedância aparente vista dos terminais da máquina, ou do transformador elevador (IEEE, 1995; IMHOF *et al.*, 1977).

Um dos esquemas de proteção é o chamado *single-blinder*, que se constitui de um relé do tipo *mho* com dois elementos adicionais (*blindings*) instalado nos terminais do gerador ou do transformador elevador. Este esquema é visto na Figura 62. Os elementos *A* e *B*, chamados de *blindings*, juntamente com o elemento de impedância *mho* detectam a passagem da impedância por regiões onde o ângulo  $\delta$  corresponde a condições de perda de sincronismo. O funcionamento se dá da seguinte forma: Durante uma oscilação do sistema, a impedância “vista” pelo relé parte do ponto *M* para o ponto *P*. O ponto de operação ao entrar na região de atuação do elemento *mho* faz com que o elemento de barreira *A* opere. Na sequência se o ponto de operação passar pelo ponto *F* da figura acarretará na ativação do segundo elemento de barreira (*B*). Conforme a oscilação continua (ponto de operação deslocando em direção a *P*, o elemento *A* desativará (ponto *G*) sendo seguido pela desativação do elemento *B* quando a impedância sair do elemento *mho* (ponto *P*). Se os elementos *A* e *B* permanecerem ativados por um certo período de tempo e *A* sendo desativado em seguida, significa que a impedância “vista” pelo relé está oscilando de forma característica a uma condição de perda de sincronismo, a qual é detectada pelo relé. Em outras palavras, deve existir um fluxo de potência reverso e oscilante visto dos terminais da máquina para a detecção desta condição.

## B.8 PROTEÇÃO CONTRA DESEQUILÍBRIO DE CARGA

A operação desequilibrada de geradores síncronos provoca a circulação de correntes de sequência negativa nos enrolamentos do estator. Estas correntes induzem correntes com o dobro da frequência na superfície do núcleo rotor resultando em seu aquecimento devido a um aumento das perdas ôhmicas. Se a falta persistir por muito tempo, parte do núcleo do rotor poderá fundir, provocando grandes danos à máquina (ANDERSON, 1999; HOROWITZ; PHADKE, 1995).

O esquema de proteção utilizado para este tipo de defeito é o uso de relés de sequência negativa (código ANSI 46) no gerador com o objetivo de alertar o operador de modo que este fique de prontidão para retirar a máquina do sistema. O relé utilizado pode ser um relé de sobrecorrente temporizado



**Figura 62: Característica de operação do esquema *single-blinder* (IEEE, 1995).**

ligado na saída de um filtro de sequência negativa. Dispositivos de proteção digitais, normalmente multifuncionais, já possuem esta função implementada digitalmente.

## B.9 PROTEÇÃO CONTRA REVERSÃO DE POTÊNCIA

Esta condição ocorre quando o gerador perde sua potência mecânica de entrada. Nestes casos o gerador passa a funcionar como motor síncrono, desde que a excitação seja mantida, sendo suas perdas supridas pelo sistema elétrico. Dependendo da quantidade de potência absorvida, a motorização pode ser danosa ao gerador e está diretamente relacionada com o tipo de turbina. Nas turbinas a gás, por exemplo, a potência absorvida pode exceder 100% da potência nominal. Para turbinas a vapor operando sob vácuo este valor é da ordem de 0,5 a 3% da potência nominal. Já turbinas hidráulicas não submersas consomem apenas 0,2 a 2% da potência nominal (REIMERT, 2006). Desta forma, o dispositivo de proteção deve ser mais sensível em geradores hidráulicos do que no caso de uma unidade movida a gás.

A proteção contra reversão de potência é feita através dos relés de reversão de potência (código ANSI 32), os quais monitoram a tensão e corrente do gerador e calculam a potência absorvida, disparando caso o limiar de ajuste seja ultrapassado durante um certo intervalo de tempo.

O relé de reversão de potência é bastante utilizado também em lógicas de desligamento sequencial (*sequential trip logic*). Nesta lógica inicialmente é feito o desligamento (*trip*) da turbina, através do fechamento gradual das válvulas de admissão de vapor ou de combustível. Os disjuntores do gerador são abertos apenas quando o fluxo de potência reverso é confirmado pelo relé 32. Esta lógica assegura que a potência mecânica fornecida ao gerador tenha decrescido a um valor que não resultará em sobrevelocidade da máquina quando os disjuntores forem abertos.

## B.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste apêndice foram apresentados alguns aspectos gerais sobre unidades de geração de energia que são importantes para a contextualização e o desenvolvimento desta tese.

As funções de proteção apresentadas são apenas as mais significativas e comumente encontradas em usinas de médio e grande porte. O conhecimento sobre quais destes dispositivos estão instalados em uma determinada usina e a filosofia de proteção utilizada é essencial durante a análise de ocorrências, principalmente em casos de desligamento. Como as proteções atuam de forma muito rápida, a oscilografia é um dos meios de se registrar estas atuações para uma futura avaliação. Conforme será visto no capítulo seguinte, as atuações de algumas proteções são monitoradas pelos registradores digitais de perturbação e ao mesmo tempo pelos sistemas supervisórios das usinas. Estes sistemas geram uma listagem contendo, entre outras informações, o instante de atuação e as mudanças de estado dos dispositivos de proteção, manobras e alarmes monitorados. Além das oscilografias, estas informações serão utilizadas pelo sistema proposto de diagnóstico automático de ocorrências.



## APÊNDICE C – INFORMAÇÕES PARA A SUPERVISÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

De acordo com o procedimento de rede 10.19 do ONS, (ONS, 2003), as seguintes informações devem ser registradas por cada equipamento de monitoração que faz parte da rede de supervisão:

### C.1 MEDIDAS ANALÓGICAS

- Uma medição do módulo da tensão fase-fase em kV de cada barramento que possa formar um nó elétrico ou, caso venha a ser adotado o arranjo em anel, uma medição do módulo de tensão fase-fase em kV nos terminais de cada equipamento que a ele se conectem (linhas de transmissão, transformadores, etc.).
- Uma medição do módulo da tensão fase-fase em kV no ponto de conexão entre a linha de transmissão e a(s) compensação(ões) série, caso a instalação contemple compensação série na(s) linha(s).
- Nas linhas de transmissão, uma medição do módulo da tensão fase-fase em kV no ponto de conexão entre a compensação série estática e a variável, se aplicável.
- Uma medição do módulo da tensão fase-fase em kV de cada gerador (lado de baixa).
- Potência trifásica ativa em MW e reativa em Mvar nos terminais de todas as linhas transmissão.
- Potência trifásica ativa em MW, reativa em Mvar e corrente em Ampères em cada fase do primário e secundário de transformadores.
- Potência trifásica ativa em MW, reativa em Mvar e corrente em Ampères em cada fase do terciário de transformadores que tenham cargas conectadas.
- No caso de transformadores abaixadores na fronteira da Rede de Supervisão, basta medição da potência trifásica em MW, da reativa em Mvar e da corrente em Ampères no lado de alta tensão.
- Potência trifásica ativa em MW e reativa em Mvar por gerador.
- Posição de *tap* de transformadores equipados com comutadores sob carga, desde que tecnicamente viável; nos casos em que se constate inviabilidade, esta deverá ser eliminada quando da substituição do

transformador.

- Corrente em ampères nos terminais de todas as linhas de transmissão.
- Corrente em ampères nos eletrodos de terra dos elos de corrente contínua.
- Potência trifásica reativa em Mvar de todos equipamentos de compensação reativa dinâmicos, tais como compensadores síncronos e compensadores estáticos controláveis.
- Frequência em Hz nos principais barramentos.

## C.2 SINALIZAÇÕES DE ESTADOS

- Todas as chaves e disjuntores utilizadas na subestação, incluindo-se chaves de transferência (*by pass*), sendo que para as chaves não é necessário o selo de tempo.
- Estado operacional de unidades geradoras, incluindo:
  - operando sob CAG;
  - operando em manual;
  - operando em vazio;
  - operando como síncrono;
  - parada.
- Estado operacional e alarmes dos equipamentos utilizados nos esquemas especiais de proteção. No caso dos esquemas terem atuações em instalações fora da Rede de Supervisão, serão buscadas alternativas de monitoração, definidas em comum acordo entre o ONS e o Agente.
- Indicação de atuação de disjuntores pela proteção ou por ação do operador.
- Relés de bloqueio.
- Estado operacional de dispositivos de controle de FACTS, tais como os amortecedores de oscilações (*power oscillation dampers*) das compensações série de linhas.
- Estado dos comutadores sob carga (em automático/manual/remoto).
- Alarmes de temperatura de rotor e estator de compensadores síncronos.
- Alarmes de temperatura de enrolamento e óleo de transformadores e reatores.
- Estado operacional de unidades terminais remotas, sistemas de su-

pervisão e controle local e de concentradores de dados.





## APÊNDICE D – DADOS DO SISTEMA SIMULADO

Neste apêndice são apresentados os parâmetros de configuração do sistema de simulação de uma unidade de geração no software Matlab/Simulink.

**Tabela 40: Dados do gerador simulado.**

Parâmetro	Valor
Potência nominal	200E6 VA
Tensão de linha	13.8 kV
Frequência	60 Hz
Reatância $X_d$	1.305 pu
Reatância $X_d'$	0.296 pu
Reatância $X_d''$	0.252 pu
Reatância $X_q$	0.474 pu
Reatância $X_q''$	0.243 pu
Reatância $X_l$	0.18 pu
Resistência estator	2.8544E-3 pu
Constante $T_d'$	1.01 s
Constante $T_d''$	0.053 s
Constante $T_{qo}''$	0.1 s
Coefficiente de inércia	3.2 s
Fator de fricção	0
Pares de pólos	32

**Tabela 41: Dados do transformador elevador simulado.**

Parâmetro	Valor
Conexão primário	$\Delta$
Conexão secundário	$Y_n$
Potência nominal	210E6 VA
Frequência	60 Hz
Tensão de linha primário	13.8E3 Vrms
Resistência primário	0.0027 pu
Indutância primário	0.08 pu
Tensão de linha secundário	230E3 Vrms
Resistência secundário	0.0027 pu
Indutância secundário	0.08 pu
Resistência de magnetização	500 pu
Indutância de magnetização	500 pu

**Tabela 42: Dados do transformador de aterramento simulado.**

Parâmetro	Valor
Ligação	Zig-zag
Potência nominal	200E6 VA
Frequência	60 Hz
Tensão de linha nominal	13.8E3 Vrms
Resistência sequência zero	0.025 pu
Indutância sequência zero	0.075 pu
Resistência de magnetização	500 pu
Indutância de magnetização	500 pu

**Tabela 43: Dados da turbina e regulador de velocidade.**

Parâmetro	Valor
Ka e Ta	103 e 0.07 s
gmin e gmax	0.01 e 0.975 pu
vgmin e vgmax	-0.1 e 0.1 pu/s
Rp e Kp	0.05 e 1.163
Ki e Kd	0.105 e 0
Td	0.01 s
beta e Tw	0 e 2.67

**Tabela 44: Sistema de excitação e controle de tensão.**

Parâmetro	Valor
Constante Tr	20E-3
Ganho Ka	300
Constante Ta	0.001 s
Ganho excitatriz Ke	1
Constante excitatriz Te	0
Constantes Tb e Tc	0 e 0
Ganho Kf e constante Tf	0.001 e 0.1 s
Limites Efmin e Efmax	-11.5 e 11.5 pu
Ganho Kp	0